

УДК 002.2(75) Б82

**ПУТИ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ГРАВИТАЦИОННОГО
РАЗДЕЛЕНИЯ ПОЛИДИСПЕРСНЫХ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ В
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ АППАРАТАХ ПРИ ДИНАМИЧЕСКИХ
УСЛОВИЯХ**

Ю.П.Борисевич, Н.А. Хохлова

*Самарский государственный технический университет,
Самара, РФ,
NataliX99@mail.ru*

Известно, что поведение реальных подобных систем в промышленных аппаратах чрезвычайно сложно и с трудом поддается моделированию, да и то только после введения целого ряда упрощений, зачастую сводящих ценность полученных уравнений едва ли не к нулю.

В предыдущих работах [1, 2] авторами было разработано три подхода к решению данной проблемы.

В результате, итоговое уравнение первого направления приобретает вид:

$$Q_{\Sigma} = \left[\frac{(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \cdot d_{\text{мин}}^2 \cdot \varphi_{\text{ср}}^{4,75} \cdot g}{18 \cdot \mu_{\text{н}} + \sqrt{(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \cdot \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot d_{\text{мин}}^3 \cdot \varphi_{\text{ср}}^{4,75}}} + \frac{(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \cdot d_{\text{мин}}^2 \cdot \varphi_{\text{ср}}^{4,75} \cdot g}{18 \cdot \mu_{\text{н}} + \sqrt{(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \cdot \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot d_{\text{мин}}^3 \cdot \varphi_{\text{ср}}^{4,75}}} \cdot \frac{L}{(D_{\text{в}} - h_1 - h_2)} \right] \cdot \frac{L}{(D_{\text{в}} - h_1 - h_2)} \cdot S_{\text{н}} \cdot \frac{1 - \varphi_{\text{к}}}{1 - 0,5 \cdot (\varphi_{\text{н}} + \varphi_{\text{к}})} \quad (1)$$

Все обозначения символов детально изложены в работах [1, 2].

К сожалению, дальнейшего развития первое направление в предыдущих работах авторов не получило.

В результате, итоговые уравнения второго направления приобретают вид:

Для условий ламинарного оседания:

$$Q_3 = \left\| \left[\frac{(\rho_B - \rho_H) \cdot d_{min}^2 \cdot \varphi_{cp}^{4,7} \cdot g}{18 \cdot \mu_H} + \frac{(\rho_B - \rho_H) \cdot d_{min}^2 \cdot \varphi_{cp}^{4,7} \cdot g}{18 \cdot \mu_H} \right] \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \right\| \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \cdot S_H \cdot \frac{1 - \varphi_K}{1 - 0,5 \cdot (\varphi_H + \varphi_K)} \quad (2)$$

Для оседания в переходных условиях:

$$Q_3 = \left\| \left[0,153 \cdot \frac{(\rho_B - \rho_H)^{0,714} \cdot g^{0,714} \cdot d_{min}^{1,142} \cdot \varphi_{cp}^{4,7}}{\rho_H^{0,286} \cdot \mu_H^{0,428}} + \right. \right. \\ \left. \left. + 0,153 \cdot \frac{(\rho_B - \rho_H)^{0,714} \cdot g^{0,714} \cdot d_{min}^{1,142} \cdot \varphi_{cp}^{4,7}}{\rho_H^{0,286} \cdot \mu_H^{0,428}} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \right] \right\| \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \cdot S_H \cdot \frac{1 - \varphi_K}{1 - 0,5 \cdot (\varphi_H + \varphi_K)} \quad (3)$$

Для оседания в турбулентных условиях:

$$Q_3 = \left\| \left[1,74 \cdot \frac{(\rho_B - \rho_H) \cdot g \cdot d_{min} \cdot \varphi_{cp}^{4,7}}{\rho_H} + \right. \right. \\ \left. \left. + 1,74 \cdot \frac{(\rho_B - \rho_H) \cdot g \cdot d_{min} \cdot \varphi_{cp}^{4,7}}{\rho_H} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \right] \right\| \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \cdot S_H \cdot \frac{1 - \varphi_K}{1 - 0,5 \cdot (\varphi_H + \varphi_K)} \quad (4)$$

К сожалению, дальнейшего развития второе направление в предыдущих работах авторов не получило.

В результате, итоговые уравнения третьего направления приобретают вид:

Для условий ламинарного оседания:

$$Q_3 = \left\| \left(\frac{(\rho_B - \rho_H) \cdot g \cdot d_{min}^2}{18 \cdot \mu_H} \cdot \left[\frac{1 - \varphi_{cp}}{1 - \varphi_{cp} \cdot \sqrt{1 - (d_{min})^2}} \right]^{4,7} + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{(\rho_B - \rho_H) \cdot g \cdot d_{min}^2}{18 \cdot \mu_H} \cdot \left[\frac{1 - \varphi_{cp}}{1 - \varphi_{cp} \cdot \sqrt{1 - (d_{min})^2}} \right]^{4,7} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \right) \right\| \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \cdot S_H \cdot \frac{1 - \varphi_K}{1 - 0,5 \cdot (\varphi_H + \varphi_K)} \quad (5)$$

Для турбулентных условий оседания:

$$Q_э = \left\{ \left[1,74 \cdot \sqrt{\frac{(\rho_B - \rho_H) \cdot g \cdot d_{min}}{\rho_H}} \cdot \left[\frac{1 - \varphi_{cp}}{1 - \varphi_{cp} \cdot \sqrt{1 - (d_{min})^2}} \right]^{4,7} + \right. \right. \\ \left. \left. + 1,74 \cdot \sqrt{\frac{(\rho_B - \rho_H) \cdot g \cdot d_{min}}{\rho_H}} \cdot \left[\frac{1 - \varphi_{cp}}{1 - \varphi_{cp} \cdot \sqrt{1 - (d_{min})^2}} \right]^{4,7} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \right\} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \cdot S_H \cdot \frac{1 - \varphi_K}{1 - 0,5 \cdot (\varphi_H + \varphi_K)} \quad (6)$$

При переходном режиме:

$$Q_э = \left\{ \left[0,153 \cdot \frac{(\rho_B - \rho_H)^{0,714} \cdot g^{0,714} \cdot d_{min}^{1,142}}{\rho_H^{0,286} \cdot \mu_H^{0,428}} \cdot \left[\frac{1 - \varphi_{cp}}{1 - \varphi_{cp} \cdot \sqrt{1 - (d_{min})^2}} \right]^{4,7} + \right. \right. \\ \left. \left. 0,153 \cdot \frac{(\rho_B - \rho_H)^{0,714} \cdot g^{0,714} \cdot d_{min}^{1,142}}{\rho_H^{0,286} \cdot \mu_H^{0,428}} \cdot \left[\frac{1 - \varphi_{cp}}{1 - \varphi_{cp} \cdot \sqrt{1 - (d_{min})^2}} \right]^{4,7} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \right\} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \cdot S_H \cdot \frac{1 - \varphi_K}{1 - 0,5 \cdot (\varphi_H + \varphi_K)} \quad (7)$$

К сожалению, дальнейшего развития третье направление в предыдущих работах авторов не получило.

Дальнейшее развитие предложенной модели основано на выяснении закономерности изменения концентрации дисперсной фазы по длине отстойника.

Допустим, что данная функция имеет линейный характер.

Разобьём данный аппарат по длине на «n» одинаковых участков и сделаем допущение, что на каждом участке концентрация дисперсной фазы одинакова и может быть определена по уравнению:

$$\varphi_{cp_i} = \frac{\varphi_i + \varphi_{i+1}}{2} \quad (8)$$

где:

φ_i – концентрация дисперсной фазы в начале i – го участка;

φ_{i+1} – концентрация дисперсной фазы в конце i – го участка;

φ_{cp_i} – средняя концентрация дисперсной фазы на i – м участке.

Причём:

$$\varphi_{i+1} = \varphi_i - \Delta\varphi_i \quad (9)$$

где:

$\Delta\varphi_i$ – шаг изменения концентрации дисперсной фазы по длине аппарата.

Причём:

$$\Delta\varphi_i = \frac{\varphi_n - \varphi_k}{n} \quad (10)$$

Тогда, вязкость дисперсионной среды ($\mu_{д.с.}$) на i – м участке сквозь которую происходит оседание дисперсной фазы согласно уравнения Монсона, применимого практически для всей области существования обратных эмульсий, будет иметь вид:

$$\mu_{д.с.i} = \mu_n \cdot \left[1 + 2,5 \cdot (\varphi_{срi}) + 9,3 \cdot (\varphi_{срi})^2 + 50 \cdot (\varphi_{срi})^3 \right] \quad (11)$$

Соответственно, плотность дисперсионной среды ($\rho_{д.с.}$) на i – м участке сквозь которую происходит оседание дисперсной фазы может быть определено по уравнению:

$$(\rho_{д.с.})_i = \rho_v \cdot \varphi_i + \rho_n \cdot (1 - \varphi_i) \quad (12)$$

Разумеется, и величина (d_{min}) для каждой зоны будет своя – $(d_{min})_i$, но определяться она будет тем же способом, что и ранее.

Тогда, уравнения для определения пропускной способности отстойника разобьются на совокупность уравнений для определения пропускной способности каждой зоны.

Суммарная пропускная способность аппарата в целом будет определяться минимальной пропускной способностью i – й зоны, т.к. для любой совокупности последовательных процессов именно лимитирующая стадия и определяет скорость всего процесса.

Определив местонахождение лимитирующей зоны можно внести в конструкцию аппарата соответствующие изменения (слабо влияющие на его стоимость), которые позволят ликвидировать эффект «бутылочного горлышка».

В качестве примера приведём итоговые уравнения для второго подхода.

Для условий ламинарного оседания:

$$(Q_{э})_i = \left\| \left[\frac{(\rho_v - \rho_{д.с.i}) \cdot (d_{min}^2)_i \cdot (\varphi_{ср}^{4,7})_i \cdot g}{18 \cdot (\mu_{д.с.})_i} + \frac{(\rho_v - \rho_{д.с.i}) \cdot (d_{min}^2)_i \cdot (\varphi_{ср}^{4,7})_i \cdot g}{18 \cdot (\mu_{д.с.})_{ш}} \cdot \frac{L}{(D_v - h_1 - h_2)} \right] \right\|.$$

$$\cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \cdot S_H \cdot \frac{1 - (\varphi_{i+1})}{1 - 0,5 \cdot [(\varphi_i + \varphi_{i+1})]} \quad (13)$$

Для оседания в переходных условиях:

$$(Q_{\text{э}})_i = \left[\frac{0,153 \cdot \frac{(\rho_B - \rho_{д.с.i})^{0,714} \cdot g^{0,714} \cdot (d_{min}^{1,142})_i \cdot (\varphi_{cp}^{4,7})_i}{\rho_{д.с.i}^{0,286} \cdot \mu_{д.с.i}^{0,428}} + \frac{(\rho_B - \rho_{д.с.i})^{0,714} \cdot g^{0,714} \cdot (d_{min}^{1,142})_i \cdot (\varphi_{cp}^{4,7})_i}{\rho_{д.с.i}^{0,286} \cdot \mu_{д.с.i}^{0,428}} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \right] \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \cdot S_H \cdot \frac{1 - (\varphi_{i+1})}{1 - 0,5 \cdot (\varphi_i + \varphi_{i+1})} \quad (14)$$

Для оседания в турбулентных условиях:

$$(Q_{\text{э}})_i = \left[\frac{1,74 \cdot \frac{(\rho_B - \rho_{д.с.i}) \cdot g \cdot d_{min_i} \cdot (\varphi_{cp}^{4,7})_i}{\rho_{д.с.i}} + \frac{(\rho_B - \rho_{д.с.i}) \cdot g \cdot d_{min_i} \cdot (\varphi_{cp}^{4,7})_i}{\rho_H} \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \right] \cdot \frac{L}{(D_B - h_1 - h_2)} \cdot S_H \cdot \frac{1 - \varphi_{i+1}}{1 - 0,5 \cdot (\varphi_i + \varphi_{i+1})} \quad (15)$$

Библиографический список:

1. *Борисевич Ю.П.* Моделирование процесса гравитационного отстоя полидисперсных частиц в движущейся жидкости. Известия Самарского научного центра Российской академии наук. Специальный выпуск «Проблемы нефти и газа», Самара, 2006.- С.124.
2. *Борисевич Ю.П., Хохлова Н.Ю.* Моделирование процесса разрушения обратных водонефтяных эмульсий методом холодного отстоя. Вестник Самарского государственного технического университета. Самара, 2015.- С.172

УДК 622.276

**РЕГУЛИРОВАНИЕ ЗАВОДНЕНИЯ В ЦЕЛЯХ УВЕЛИЧЕНИЯ
НЕФТЕОТДАЧИ ЧЕРЕМУХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, О.Ю. Васильчук

*Самарский государственный технический университет,
Самара, РФ,
NataliX99@mail.ru*

Черемуховское месторождение расположено на территории Новошешминского района республики Татарстан, в 7,5 км от г. Новошешминск.

Разработка залежи характеризуется интенсивным темпом снижения дебитов и забойных давлений при низком темпе роста обводненности продукции скважин. Несмотря на активное развитие системы поддержания пластового давления, ее явного влияния на процесс нефтеизвлечения не последовало.

Глубокими скважинами на Черемуховском месторождении вскрыты отложения кристаллического фундамента и осадочные образования девонского, каменноугольного, пермского, неогенового и четвертичного возрастов.

Добыча жидкости ведется механизированным способом с применением глубинных штанговых насосов и центробежных насосов.

Промышленная нефтеносность турнейского яруса Шомыртлинского поднятия Черемуховского месторождения связана с кизеловским, черепетским, упинским и малевским горизонтами.

Пласты-коллекторы представлены чередованием проницаемых и плотных разностей карбонатов, которые разбиты трещинами, вследствие чего толща турнейского яруса рассматривается как единый резервуар и характеризуется массивным строением залежи. По типу порового пространства отложения кизеловского горизонта относятся к поровому типу коллектора, черепетские, упинские и малевские к смешанному типу (поровый, трещиновато-поровый и кавернозно-поровый).

Накопленный коэффициент компенсации составляет 90%. Однако, несмотря на активную закачку, ее явного влияния на процесс нефтеизвлечения не последовало. Это иллюстрируется на примере истории разработки скважины № 5606 (см. рис. 1), расположенной между двумя

нагнетательными скважинами №№ 5608, 5619, и динамики среднего забойного давления по залежи в целом (см. рис. 2).

Для изучения фактического влияния нагнетательных скважин на динамику забойных давлений в добывающих скважинах в 2014 году были проведены промысловые исследования по схеме межскважинной гидроразведки. Продолжительность исследований составила один год. Детерминированное воздействие на залежь с периодом от 7 до 30 дней оказывалось всеми нагнетательными скважинами. Давление в добывающих и нагнетательных скважинах регистрировалось помещенными на забой автономными манометрами со следующими характеристиками: разрешающая способность ~10-4 МПа, пределы приведенной погрешности 0.25%, интервал дискретизации – 20 мин.

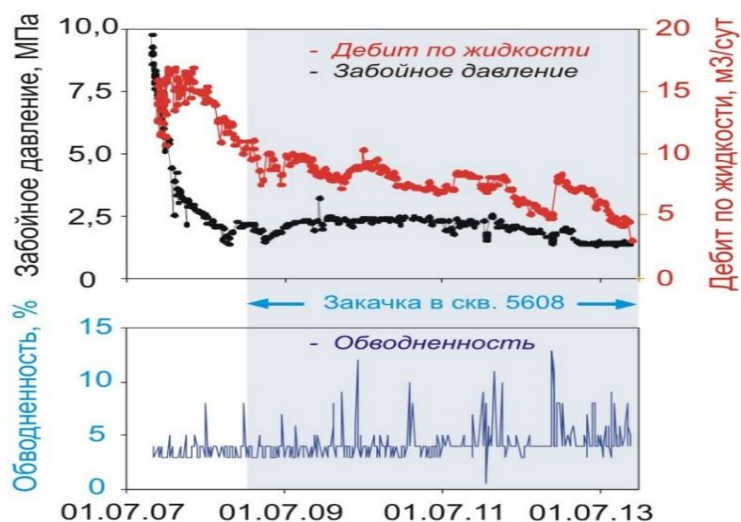


Рис. 1. История разработки скважины №5606

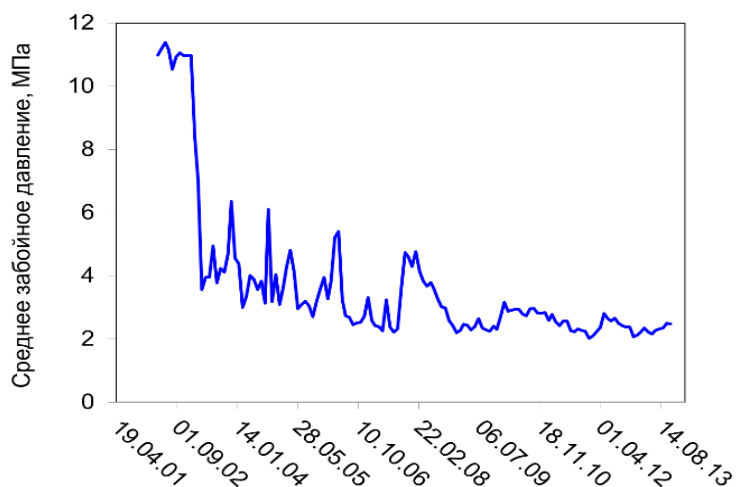


Рис. 2. Динамика среднего забойного давления по залежи

На рис. 3 в качестве примера приведен фактический материал межскважинной гидроразведки продолжительностью около 9 мес., из которого следует, что закачка вытесняющего агента в скважину №5509 в объеме 11500 м³ не оказала существенного влияния на забойное давление добывающей скважины №5508. Подобная картина свойственна и другим межскважинным интервалам. Замеры показывают, что реакции системы на единичный скачок давления продолжительностью 15 суток, в течение которых закачано более 1200 м³ вытесняющего агента, не последовало.

Расчетные варианты (моделирование двухфазной фильтрации) показали [1], что увеличение объемов закачки приводит к негативным последствиям, выражающимся в ускоренном прорыве закачиваемого агента к забоям добывающих скважин по наиболее проницаемым слоям за счет увеличения репрессии.

Сокращение объемов закачки, сопровождающееся снижением репрессии, приводит к сокращению доли оттоков под залежь и более равномерному фронту вытеснения, и, в конечном итоге, позитивно влияет на КИН.

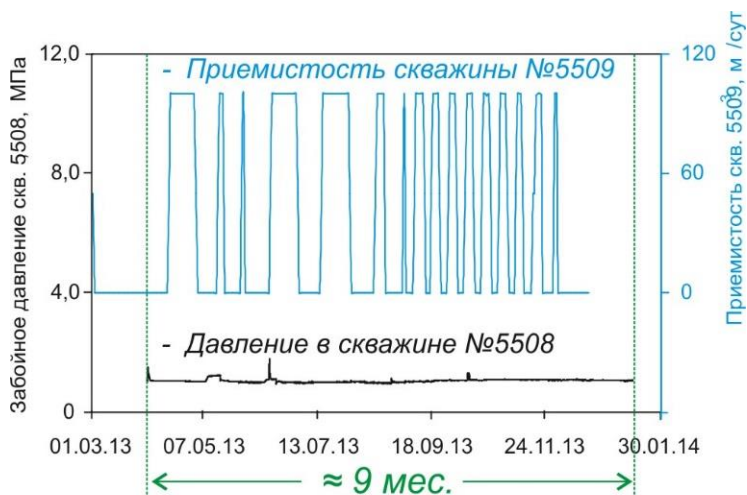


Рис.3. Материал гидроразведки межскважинного интервала скважин №№5509 – 5508

Дополнительный перевод скважин под нагнетание приводит к отрицательному эффекту, т.к. на текущем этапе разработки потери в добыче из-за перевода скважин с низкой обводненностью под нагнетание не покрываются приростом в добыче из-за нагнетания по остальным добывающим скважинам.

Можно сделать вывод, что на процесс разработки наиболее перспективно влияет метод циклического заводнения.

Библиографический список:

1. *Нефёдов Н.В., Карпов В.Б., Калмыков А.В., Никифоров А.И.* Особенности разработки и моделирования малых месторождений, приуроченных к массивным залежам карбонатного типа (на примере объектов ОАО «РИТЭК» – ТПП «ТатРИТЭКнефть») // Георесурсы. - 2014. № 2 (57). - С. 8 - 12.

УДК 622.276

**МЕРОПРИЯТИЯ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМЫ
РАЗРАБОТКИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ АЛАКАЕВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Ю.А.Головина

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
Golovina_UA@mail.ru*

Аннотация

Рассмотрены мероприятия по совершенствованию системы разработки продуктивных пластов Алакаевского месторождения с учетом особенностей геологического строения, коллекторских свойств, физико-химической характеристики насыщающих пласты флюидов, режима работы пластов и текущего состояния разработки. Даны рекомендации по разработке низкодебитных скважин с использованием современных технологических методов интенсификации притока

Abstract

Consider measures to improve the system of development of productive strata Alakaevskogo the field, including Geology, reservoir properties, physico-chemical characteristics of the saturating amounts of fluids, mode of operation of the reservoirs and the current state of development. Recommendations for the development of marginal wells with the use of modern technological methods of stimulation of inflow

Ключевые слова: пласт, добыча, нефть, мероприятия по разработке, интенсификация

Key words: reservoir, production, petroleum, measures for the development, intensification

Выбор мероприятий по совершенствованию системы разработки продуктивных пластов и обеспечению проектной добычи нефти производится с учетом особенностей геологического строения, коллекторских свойств пласта, физико-химической характеристики насыщающих пласт флюидов, режима работы пласта, и текущего состояния разработки.

По продуктивным пластам Алакаевского месторождения рассмотрено два варианта разработки (I и II).

Технологические варианты представляют собой следующий комплекс проектных решений:

I вариант – предусматривает дальнейшую разработку продуктивных пластов существующим фондом добывающих и нагнетательных скважин.

II вариант предусматривает следующий комплекс геолого-технических мероприятий:

различные ГТМ по действующему фонду:

- интенсификация притока, РИР;
- ввод скважин из бездействия;
- возврат скважин на вышележащие горизонты;
- бурение боковых горизонтальных стволов в добывающих скважинах;
- оптимизация систем заводнения по пласту А₄ и ДГ, а именно:
- ввод нагнетательных скважин из бездействия и освоения;
- перевод скважин под закачку воды из добывающего фонда.

По низкодебитным скважинам и скважинам с недостаточным притоком по мере необходимости рекомендуются следующие современные технологии методов интенсификации притока:

1. Дополнительная перфорация продуктивных интервалов пластов с целью увеличения притока в добывающих скважинах.

2. Метод целевой разгрузки (ЩР) призабойной зоны пласта, который заключается в создании целевых каналов в колонне и призабойной зоне пласта посредством гидropескоструйной перфорации (ГПП), показавшей себя на практике эффективным методом интенсификации дебитов добывающих скважин в терригенных коллекторах. Метод обеспечивает надежную гидродинамическую связь скважины с пластом, снижение напряжения и увеличения проницаемости в прискважинной зоне, увеличение размеров фильтрационной зоны и высокое совершенство вскрытия пласта. В условиях Алакаевского месторождения, где в результате длительного срока эксплуатации скважин наблюдается износ эксплуатационных колонн и цементного камня в заколонном пространстве, при вскрытии пласта метод ГПП имеет большое преимущество перед другими способами вскрытия: гарантируется сохранение целостности колонны и цементного камня вне интервала вскрытия, повышается устойчивость стенок скважины, снимаются сжимающие напряжения, действующие не только на коллектор, но и на колонну.

3. Химические методы интенсификации добычи нефти. В качестве интенсифицирующих реагентов рекомендуются традиционная глинокислота с добавками ПАВ неионногенного типа (АФ9-12, СНО-3А, СНО-3Б, СНО-4Б, СНПХ-2 и т. п.). Дополнительно к интенсифицирующим реагентам рекомендуется импозонное воздействие (испытателем пластов, УОС, гидрожелонкой и другое).

4. По низкопродуктивному фонду также рекомендуется технология интенсификации добычи (в случаях явно выраженного скин-эффекта), основанная на разглинизации в комплексе с глинокислотным и импозонным воздействием, виброволновым воздействием.

В настоящее время в связи с длительным сроком эксплуатации скважин вопрос о проведении высококачественных, с использованием современных технологий проведения ремонтно-изоляционных работ встает более остро.

Большинство добывающих скважин, числящихся в бездействующем фонде простаивают по причине высокой обводненности и большая их часть обводнена по результатам гидрохимических анализов попутных вод посторонней водой различных горизонтов. Более чем за 45-летний период разработки месторождения техническое состояние скважин, пребывающих в эксплуатации почти 25-30 лет вследствие высокой коррозионности пластовых вод часто неудовлетворительное, отмечаются нарушения герметичности эксплуатационных колонн и заколонные перетоки.

По высокообводненным скважинам Алакаевского месторождения предусмотрены современные технологии по ограничению водопритоков (ОВП) и ремонтно-изоляционные работы:

1. В качестве изолирующих реагентов рекомендуется применение составов на основе жидкого стекла, кремнийорганических соединений, водорастворимых смол (фенолформальдегидных, мочевиноформальдегидных, ацетоноформальдегидных и других), гелеобразующих составов на основе водорастворимых полимеров.

2. Комплексное воздействие изолирующими и интенсифицирующими реагентами основано на последовательной закачке гелеобразующих или осадкообразующих тампонирующих составов на основе водорастворимых полимеров (полиакриламид, гипан, РИТИН, БП-92), жидкого стекла, кремнийорганических соединений - АКОР, «Полисила» в качестве изолирующего и потокоотклоняющего агента и кислотных поверхностно-активных составов для интенсификации работы нефтенасыщенных толщин пониженной проницаемости.

Перед проведением ремонтно-изоляционных работ целесообразно предварительно провести необходимые исследования по определению

причин обводнения скважин посторонней водой (нарушение герметичности эксплуатационной колонны в скважине, либо наличие заколонных перетоков) методом термометрии, расходомерии, методом искусственного теплового поля.

С учетом текущего состояния скважин рекомендуются мероприятия по отключению высокообводненных и нерентабельных скважин, а также по вводу скважин из бездействия и переводов на другие горизонты.

В целом по месторождению по I варианту за проектный период (до 2044 г.) будет отобрано 790,1 тыс. т нефти. За весь период разработки накопленная добыча нефти составит 27116 тыс. т, КИН – 0,510, при утвержденном 0,536 д.ед.

По II варианту за проектный период (до 2044г.) из месторождения будет отобрано 1470,1 тыс. т нефти. За весь срок разработки накопленная добыча нефти составит 27796 тыс. т. КИН достигнет величины 0,523, при утвержденном значении 0,536 д.ед.. За счет реализации мероприятий, намеченных по II варианту дополнительная добыча нефти оценивается на уровне 680 тыс. т.

Библиографический список:

1. Авторский надзор за выполнением проектных документов на разработку Алакаевского месторождения ОАО «Самаранефтегаз» Гипровостокнефть, Самара, 2016 .

УДК 622.276

**МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ
ПЛАСТОВ ДЕВОНА ЗАПАДНО-КОММУНАРСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Ю.А.Головина

*Самарский политех,
Самара , Россия ,*

Golovina_UA@mail.ru

**ETHNDS OF INTENSIFICATION OF OIL PRODUCTION
RESERVOIRS DEVON WEST THE COMMUNITARIAN FIELD**

Yu. A. Golovina

Politekh Samara, Samara , Russia , E-mail: Golovina_UA@mail.ru

Аннотация

Рассмотрены методы воздействия на пласты и призабойную зону скважин, эксплуатирующих пласты девона Западно-Коммунарского месторождения. Особое внимание уделено технологиям физико-химического воздействия на продуктивные пласты, которые применяются с целью поддержания уровня добычи нефти и интенсификации разработки залежей. Выделены наиболее эффективные мероприятия, позволяющие существенно увеличить добычу нефти по пластам девона.

Abstract

The problem of failures of ESP submersible equipment (installations, electric submersible pumps). Considered the main causes of failure of wells equipped with ESP. The graphic based on the outcomes from the depths of the descent of the pump from penetration under the dynamic level. The main reasons for violations of the technology of wells. Shows the diagram of the distribution of wells on the causes of failures of downhole equipment.

Ключевые слова: пласт, добыча, нефть, методы физико-химического воздействия

Key words: reservoir, production, petroleum, physical and chemical methods of exposure

С учетом особенностей геологического строения коллекторов, физико-химической характеристики насыщающих флюидов, режима работы залежи и скважин, а также текущего состояния разработки, для обеспечения рациональных темпов отбора продукции в условиях рассматриваемого месторождения рекомендуются следующие методы воздействия на пласт и призабойную зону скважин:

1. ОПЗ добывающих и нагнетательных скважин, направленные на интенсификацию притока и увеличение приемистости – обработки кислотными композициями;

2. ОПЗ добывающих скважин, направленные на ослабление структурно-механических свойств нефти, увеличение ее подвижности, а также очистку призабойной зоны от АСПО и водонефтяных эмульсий – обработки углеводородными растворителями, ингибитором АСПО;

3. ОПЗ добывающих скважин с целью снижения поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода, уменьшения фазовой проницаемости для воды и увеличения ее для нефти – обработки поверхностно-активными веществами;

4. ОПЗ добывающих скважин, направленные на изоляцию водопритока в добывающие скважины и выравнивание профиля притока – обработки эмульсионными, вязкоупругими системами, кремнийорганическими полимерами.

5. Заводнение с применением неорганических гелеобразующих систем («ГАЛКА») для пласта ДШ Западно-Коммунарского купола. Технология направлена на увеличение охвата пласта заводнением и увеличение добычи нефти, снижение обводненности продукции добывающих скважин;

6. Заводнение с применением неионогенного поверхностно-активного вещества – неанола АФ₉₋₁₂ типа СНО-ЗБ для пласта ДШ Чаганского купола. Технология направлена на увеличение вытеснения остаточной нефти из пласта;

7. Для поддержания и восстановления приемистости нагнетательных скважин рекомендуется проводить обработки ПЗП кислотным поверхностно-активным составом.

За весь период эксплуатации с целью поддержания уровня добычи нефти и интенсификации разработки залежей было реализовано 8 технологий физико-химического воздействия на продуктивные пласты и призабойную зону скважин (табл.1).

Таблица 1

Технологии физико-химического воздействия на пласт и
призабойную зону скважин Западно-Коммунарского месторождения

Вид физико-химического воздействия на призабойную зону скважин и пласт	Цель воздействия
ОПЗ скважин кислотными составами	Увеличение и восстановление проницаемости призабойной зоны (ПЗ), интенсификация притока
Гидропескоструйная перфорация (ГПП)	Восстановление продуктивности скважин, улучшение гидродинамической связи между пластом и скважиной, повышение дебита скважин
Гидроразрыв пласта (ГРП)	
Обработки поверхностно-активными веществами (ПАВ), очистка и промывка забоя	Снижение поверхностного натяжения на границе раздела нефть-вода, уменьшение фазовой проницаемости для воды и увеличение ее для нефти
Обработки углеводородными растворителями, горячей нефтью	Ослабление структурно-механических свойств нефти, увеличение ее подвижности, а также очистка призабойной зоны от АСПО и водонефтяных эмульсий
Закачка нефтешлама	Ограничение водопритока и интенсификация добычи нефти в добывающих скважинах

Ввод добывающих и нагнетательных скважин в эксплуатацию на всех объектах разработки Западно-Коммунарского месторождения рекомендуется осуществлять с проведением кислотных ванн. Кислотная ванна – наиболее простой вид кислотных обработок, предназначенный для очистки поверхности открытого забоя и стенок скважин от цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, кальциевых отложений пластовых вод на поверхности НКТ, очистки забоя и интервала вскрытия после ремонтных работ и освобождения прихваченного оборудования. Также цель кислотных ванн состоит в подготовке скважин к последующим обработкам, т.е. они способствуют увеличению зоны охвата воздействием при вторичных и т.д. операциях. Таким образом, это мероприятие является первичным и обязательным для успешного проведения обработок (особенно кислотных) с задавкой реагента в призабойную зону и пласт.

Кислотные ванны также используют для разрыхления забойных пробок и растворения кальцитовых отложений в отверстиях и на стенках фильтра и обсадной колонны. Однако, проведение только кислотной ванны недостаточно для подготовки скважины к последующей работе. Для извлечения из ПЗП плохо растворимых кольматантов рекомендуется свабиrowание или обработка гидрожелонкой. Эффективное извлечение плохо растворимых кольматантов достигается созданием депрессии на пласт с использованием азрированных растворов ПАВ. При загрязнении ПЗП остатками нефтепродуктов забой и ПЗП должны быть обработаны растворителем или ПАВ. Применение перечисленных технологий на основных объектах разработки Западно-Коммунарского месторождения в период рассмотрим более подробно.

Западно-Коммунарское поднятие

1. ОПЗ горячей нефтью скважины 91 (дважды). Результата от обработок нет.

2. ОПЗ ПАВ -2 обработки на скважине 91. Первая обработка оказалась неуспешной, вторая – вызвала незначительное увеличение дебита жидкости. Дополнительная добыча нефти составила 0,02 т.т.

3. Гидропескоструйная перфорация проведена на скважине 99. Мероприятие оказалось эффективным и позволило увеличить дебит скважины по жидкости с 2,0 до 19,8 м³/сут, а по нефти – с 1,0 до 8,8 т/сут. Дополнительная добыча нефти - 0,56 т.т.

4. На 6 добывающих скважинах пласта ДШ проведен гидроразрыв пласта. Скважина 68 была введена из бездействия с ГРП. В остальных случаях ГРП позволил получить до 20,0 т.т дополнительной добычи нефти за год от обработки, значительно увеличить дебит скважин.

Таким образом, по Западно-Коммунарскому поднятию из методов, способствующих очистке призабойной зоны от АСПО и разрушению водонефтяных эмульсий, эффективна только ОПЗ растворителями (обработки ПАВ и горячей нефтью показали низкую эффективность). Водоизоляционные работы проводились в небольшом объеме, использовался только нефтешлам. Наиболее эффективным мероприятием, позволившим существенно увеличить добычу нефти по поднятию, является гидроразрыв пласта.

Чаганское поднятие

1. Глинокислотная обработка проведена на скважине 22, вскрывающей пласт ДШ. От обработки дебит нефти увеличился с 3,09 до 6,16 т/сут при этом обводненность скважины не увеличилась.

2. ОПЗ нефтяными растворителями – 1 обработка скважины 19. Результат не получен.

3. ОПЗ горячей нефтью – 5 обработок скважины 24 пласта ДШ. Эффект проявился только через месяц после обработок. Дополнительная добыча нефти от обработок составила от 0,73 т.т. до 2,89 т.т.

4. ОПЗ ПАВ - 5 обработок на скважинах 24, 25, 19 пласта ДШ. Четыре обработки привели к увеличению добычи нефти, получена дополнительная добыча от 0,09 до 1,26 т.т. нефти.

5. Очистка и промывка забоя проведена дважды на скважине 19.

6. Практически на всех добывающих скважинах пласта ДШ проведен гидроразрыв пласта. Скважина 150 была введена из бездействия с ГРП. Во всех случаях ГРП позволил получить до 11,0 т.т. дополнительной добычи нефти за год от обработки, значительно увеличить дебит скважин.

Таким образом, по Чаганскому поднятию из методов, способствующих очистке призабойной зоны от АСПО и разрушению водонефтяных эмульсий, эффективны ОПЗ горячей нефтью и нефтяными растворителями. Водоизоляционные работы не проводились. Наиболее эффективным мероприятием, позволившим существенно увеличить добычу нефти по поднятию, является гидроразрыв пласта.

Применение перечисленных технологий на объектах разработки Западно-Коммунарского месторождения показало, что из методов, способствующих очистке призабойной зоны от АСПО и разрушению водонефтяных эмульсий, эффективна только ОПЗ растворителями (обработки ПАВ и горячей нефтью показали низкую эффективность). Водоизоляционные работы проводились в небольшом объеме, использовался только нефтешлам. Наиболее эффективным мероприятием, позволившим существенно увеличить добычу нефти по месторождению, является гидроразрыв пласта.

Библиографический список:

1. Уточнение проектных показателей разработки Западно-Коммунарского месторождения. ОАО «Самаранефтегаз» Гипровостокнефть, Самара, 2016 .

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ПРИЧИН ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ
СКВАЖИН ПЛАСТА ДП ЮЖНО-ОРЛОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Ю.А.Головина

*Самарский политех,
Самара, Россия,
Golovina-UA@mail.ru*

**ANALYSIS OF THE CAUSES OF WATER PRODUCTION
WELLS DP RESERVOIR SOUTH OF ORYOL FIELD**

Yu. A. Golovina

*Politekh Samara, Samara, Russia,
E-mail: [Golovina UA@mail.ru](mailto:Golovina-UA@mail.ru)*

Аннотация

Рассмотрены мероприятия по совершенствованию системы разработки продуктивных пластов Алакаевского месторождения с учетом особенностей геологического строения, коллекторских свойств, физико-химической характеристики насыщающих пласты флюидов, режима работы пластов и текущего состояния разработки. Даны рекомендации по разработке низкодебитных скважин с использованием современных технологических методов интенсификации притока

Abstract

Consider measures to improve the system of development of productive strata Alakaevskogo the field, including Geology, reservoir properties, physico-chemical characteristics of the saturating amounts of fluids, mode of operation of the reservoirs and the current state of development. Recommendations for the development of marginal wells with the use of modern technological methods of stimulation of inflow

Ключевые слова: пласт, добыча, нефть, мероприятия по разработке, интенсификация

Key words: reservoir, production, petroleum, measures for the development, intensification

Обводнение добывающих скважин при водонапорном режиме – процесс естественный и закономерный, происходящий вследствие продвижения ВНК во внутреннюю область залежи, ранее насыщенную нефтью.

Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи (вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в пласте остаются целики нефти), к большим экономическим потерям, связанным с подъемом на поверхность, транспортированием больших объемов воды.

Для борьбы с обводнением пластов и скважин применяют различные методы и технологии ремонтно-изоляционных работ. Но для выбора наиболее эффективного метода и технологии РИР нужно точно знать какова природа обводнения и с каким видом водопритока мы имеем дело.

На характер обводнения добываемой продукции оказывает влияние множество факторов, связанных, с одной стороны, с геологическим строением и коллекторскими свойствами пласта, физическими свойствами нефти и вытесняющей жидкости, с другой - с применяемой системой размещения скважин, технологией их строительства, режимами их эксплуатации.

Исходя из выше сказанного начнем проводить анализ, с целью выявления причин обводнения продукции скважин пласта ДШ Южно-Орловского месторождения.

Одной из причин обводнения продукции скважин месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки, является приток сторонних вод из водоносных пластов и пропластков, в следствие негерметичности эксплуатационных колонн и цементного кольца. Этот вид водопритоков возникает в следствие нарушения в конструкциях эксплуатационных колонн и цементного кольца скважин. Основной причиной нарушения обсадных колонн является коррозия наружных и внутренних поверхностей металлических конструкций колонн, находящихся в очень агрессивной среде пластовых вод долгое время. В большинстве случаев нарушения имеют вид щелей, расположенных вдоль образующей трубы. Ширина щелей достигает 5 см, длинна – 1 м. иногда негерметичны резьбовые соединения, что связано с недовинчиванием труб.

Основной причиной негерметичности цементного кольца – является низкое качество цементирования обсадных колонн в скважинах, что обусловлено применением нестандартного цемента или приготовлением цементных растворов с завышенным водоцементным отношением.

Второй наиболее распространенной причиной обводнения скважин является возникновение промытых зон в пласте и прорыве по ним нагнетаемой воды из нагнетательных скважин при поддержании пластового давления заводнением.

В данном случае нагнетаемая вода находит наиболее проницаемые каналы или пропластки и промывает их прорываясь в добывающую скважину в зону наименьшего давления. В результате чего продукция добывающей скважины значительно, а порой и полностью обводняется.

Обводнение пласта ДП по этой причине исключается в виду того, что данное месторождение эксплуатируется с 1974 года по настоящее время на естественно водонапорном режиме без поддержания пластового давления.

Ещё одной из вероятных причин обводнения продукции скважин является обводнение отдельных пластов при совместной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной.

Обводнение по этой причине возникает вследствие различия в геолого-физических характеристиках пластов (коллекторских свойств, толщины) и обуславливается разновременностью их выработки (обводнения) и, следовательно, необходимостью отключения каждого выработанного (обводненного) пласта с целью обеспечения нормальных условий выработки остальных.

В данном случае пласт ДП совместно эксплуатируется с пластами ДГ и ДС, лишь скважиной 14 находящейся в бездействии в связи с обводнением, причем наибольшее обводнение имеет как раз пласт ДП – 93,0 %. Остальные скважины, эксплуатирующие пласт ДП не имеют совместной эксплуатации других пластов.

Следовательно, водопритока из других совместно эксплуатируемых обводненных пластов просто не существует, а, следовательно, сам пласт ДП обводнен.

Остался ещё один вид обводнения пласта ДП – это обводнение отдельных интервалов пласта или прорыв подошвенных вод.

Этот вид обводнения пластов неизбежен на поздних стадиях эксплуатации скважин в связи с прорывом воды по наиболее проницаемым пропласткам и продвижением контура ВНК, в связи с выработкой нефтяной залежи.

В пласте ДП обводнение происходит именно из-за притока подошвенных вод, так как проанализировав все другие возможные виды водопритока в пласте ДП, не один из них не был выявлен, а также при детальном изучении геолого-литологического профиля видно, что именно подошвенная вода должна была подойти, в особенности к скважинам 22 и

14. А эти скважины в данный момент и находятся в бездействии из-за полного обводнения их продукции.

Остается только выяснить причину столь быстрого притока подошвенных вод. Конечно, здесь велика роль того, что месторождение находится на завершающей стадии разработки и тут происходит продвижение контура ВНК в связи с выработкой запасов нефти. Но если рассмотреть детально весь процесс разработки, то выявляется ещё одна очень весомая причина. Так в целях увеличения отборов нефти в течение всего периода разработки на месторождении проводились работы по переводу скважин на механизированный способ эксплуатации, и установка оборудования большей производительности.

Скважины №№ 10, 21, 22 и 25 были переведены на форсированный режим эксплуатации, следовательно, на них были установлены высокомошные электропогружные установки ЭЦН. Что повлекло за собой резкое увеличение обводнения скважин и даже выбытие скважин 25 и 22 в бездействующий фонд в связи с полным обводнением их продукции.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что высокая обводненность пласта ДП вызвана естественной выработкой запасов и продвижением контура ВНК, а большей степени неправильным подбором насосов, а именно более мощных, чем требовалось. Следовательно, задаваясь целью интенсификации отбора нефти на данном эксплуатационном объекте, резко понижали забойное давление, в связи, с чем создавались условия для подтягивания подошвенной воды по наиболее проницаемым пропласткам и участкам пласта, к наиболее продуктивным эксплуатационным скважинам.

Наиболее распространенным методом снижения обводненности добываемой продукции является водоизоляционные работы, среди которых главенствующую роль занимает тампонирующее.

Суть изоляционных работ с применением тампонирующих материалов сводится к полному или частичному закрытию путей водопритоков в скважину.

Любые изоляционные работы с применением тампонажных материалов не являются универсальными, пригодными для любых геолого-промысловых условий и могут быть эффективны лишь в тех случаях, если достаточно обоснованно выбраны объекты воздействия.

Так как каждый метод изоляции водопритока имеет свои области эффективного применения, следовательно, надо очень ответственно подходить к анализу причин обводнения скважин и выбору методов и технологий изоляции.

Основным назначением ремонтно-изоляционных работ следует считать обеспечение оптимальных условий выработки пласта для достижения проектного коэффициента нефтеотдачи, а также для выработки остаточных запасов.

Все ремонтно-изоляционные работы основываются на тампонирующее водопритока не зависимо от его месторасположения.

Пути притока воды могут быть поры, трещины, каверны и другие каналы различного размера и природы.

В настоящее время предложено множество различных тампонирующих материалов. Механизм создания тампонирующих барьеров основан на известных физических явлениях и химических реакциях (взаимодействие реагентов между собой или с пластовыми флюидами, полимеризация, поликонденсация, гидрофобизация и др.). тампонирующий барьер в результате может быть представлен гелем, эмульсией, пеной, дисперсным осадком или твердым телом, при этом он должен выдерживать создаваемые в пласте градиенты давления. Эти материалы создают на основе различных смол (ТСД-9, ТС-10), растворов полимеров (гипан, ПАА, метас, тампакрил и т.д.), органических соединений (вязкая дегазированная нефть; углеводородные растворители, насыщенные мазутами, битумом, парафином; эмульсии нефти, нефтесернокислотные смеси и т.д.), кремнистых соединений (силикагели) и других неорганических веществ (силикат натрия, кальцинированная сода и т.д.), а также их сочетания.

Дисперсной средой суспензий служат жидкости на водной или углеводородной основе, а также фильтрующиеся в поры тампонирующие материалы. К механическим приспособлениям и устройствам следует отнести пакеры-пробки, взрывные пакеры, неопреновые патрубки-летучки, хвостовики или дополнительные колонны меньшего диаметра и др.

Библиографический список:

1. Проект разработки Южно-Орловского месторождения, ОАО «Самаранефтегаз», Гипровостокнефть, Самара, 2016 .

УДК 550.81.553.98

**ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАЛЕЖИ,
ПРИУРОЧЕННОЙ К ВИЗЕЙСКОМУ ВРЕЗУ.**

Н.М.Максимкина

*СамГТУ,
г. Самара, Российская Федерация,
Maksimkina.Natalya@yandex.ru*

В условиях современного процесса нефтедобычи Российской Федерации всё большую значимость приобретает эксплуатация сложнопостроенных залежей, запасы которых можно отнести к трудноизвлекаемым. Выбор оптимальных технологических условий разработки подобного рода залежей затруднителен, особенно на начальном этапе, ввиду недостаточности промысловых данных, необходимых для анализа. Исследование динамики технологических показателей разработки таких пластов совместно с уточнёнными знаниями об особенностях фильтрационной системы залежи помогает в поиске наиболее эффективных технологических решений с целью оптимизации процесса добычи углеводородного сырья.

Озеркинское месторождение, открытое в 1969 году, по величине извлекаемых запасов относится к средним, промышленно нефтеносными являются пласты среднего и нижнего карбона (A₃;A₄;C₁;B₁). По геологическому строению месторождение можно отнести к сложным. Кровельная часть турнейских отложений (район скважин 20;47 Западного купола и 5в;7в Центрального купола) осложнена врезом, вероятнее всего, предрадаевского возраста, представленным глинистыми отложениями с прослоями песчаных пластов-коллекторов. Мощность визейских терригенных отложений в районе скважин 5в;7в составляет 55-60 м, в то время как в бортовой зоне в районе Западного купола (скважины 9в;70) – 11-22 м. (рис.1). Ряд исследователей [1] полагает, что подобные неоднородности разреза генетически обусловлены карстово-эрозионными процессами в зонах повышенной трещиноватости карбонатных пород под воздействием тектонических подвижек в периоды активного тектогенеза. Гипсометрически возвышенные участки рельефа карбонатной толщи в предрадаевское время в результате регрессии моря оказались в зоне активности экзогенных процессов (эрозии, выщелачивания, карстования). Возможно, именно это послужило основной причиной часто встречаемых

частичных поглощений бурового раствора при разбуривании кровельных отложений турнейского яруса на Западном куполе Озёркинской структуры (скв. 70 и др.). В результате под влиянием комплексного воздействия вышеуказанных факторов на Западном поднятии сформировались массивно-пластовая стратиграфически-экранированная залежь в пласте В₁ турнейского яруса и выклинивающаяся к бортовой зоне вреза, залежь в песчаном пласте-коллекторе С₁ нижний пропласток. Следует отметить, что толщина глинистого прослоя в подошве нижнего пропластка, одновременно являющегося крышкой вышележащему карбонатному пласту, в зоне предполагаемого выклинивания (район скважины 9в) составляет 1-3 м. По данным ГИС в этой части терригенного разреза отмечаются прослои глинистых карбонатов, что затрудняет определение стратиграфической границы между турнейскими и визейскими отложениями. Осреднённое положение ВНК залежи в карбонатах принято на абс. отметке минус 1294,5 м, ВНК залежи С₁ нижнего пропластка установлен на абс. глубине минус 1298 м.

Нефть в указанных залежах битуминозная по плотности (0,9086 - В₁; 0,9100 - С₁ нижний пропласток), особо высокосернистая – (массовое содержание серы 3,43% - В₁; 3,99% - С₁ нижний пропласток), парафиновая (содержание парафина 4, 3% - В₁; 4,19% - С₁ нижний пропласток). Динамическая вязкость пластовой нефти составляет 40, 02 мПа·с - В₁; 90,00 мПа·с - С₁ нижний пропласток. Одной из причин такого отличия, при незначительном расхождении остальных характеристик, является разное содержание смол: 17,58% - С₁ нижний пропласток; 13,05 % - В₁.

Основываясь на приведённых данных, можно предположить, что в зоне выклинивания терригенного коллектора нижнего пропластка, в районе скважины 9в, существует гидродинамическое «окно», осуществляющее связь между терригенной и карбонатной залежами. Возникновение подобных «окон» [2] наиболее вероятно в мобильных, на разных этапах тектогенеза, зонах, какой является прибортовая зона вреза (район скважин 9в-20). В качестве аргумента можно рассмотреть инверсионные подвижки в районе скважины 20, поверхность кровли карбонатной толщи которой на 21,3 м ниже относительно скважины 9в, гипсометрическое положение 20 скважины по кровле бобриковского горизонта превышает на 4,8 м положение соседней 9в.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

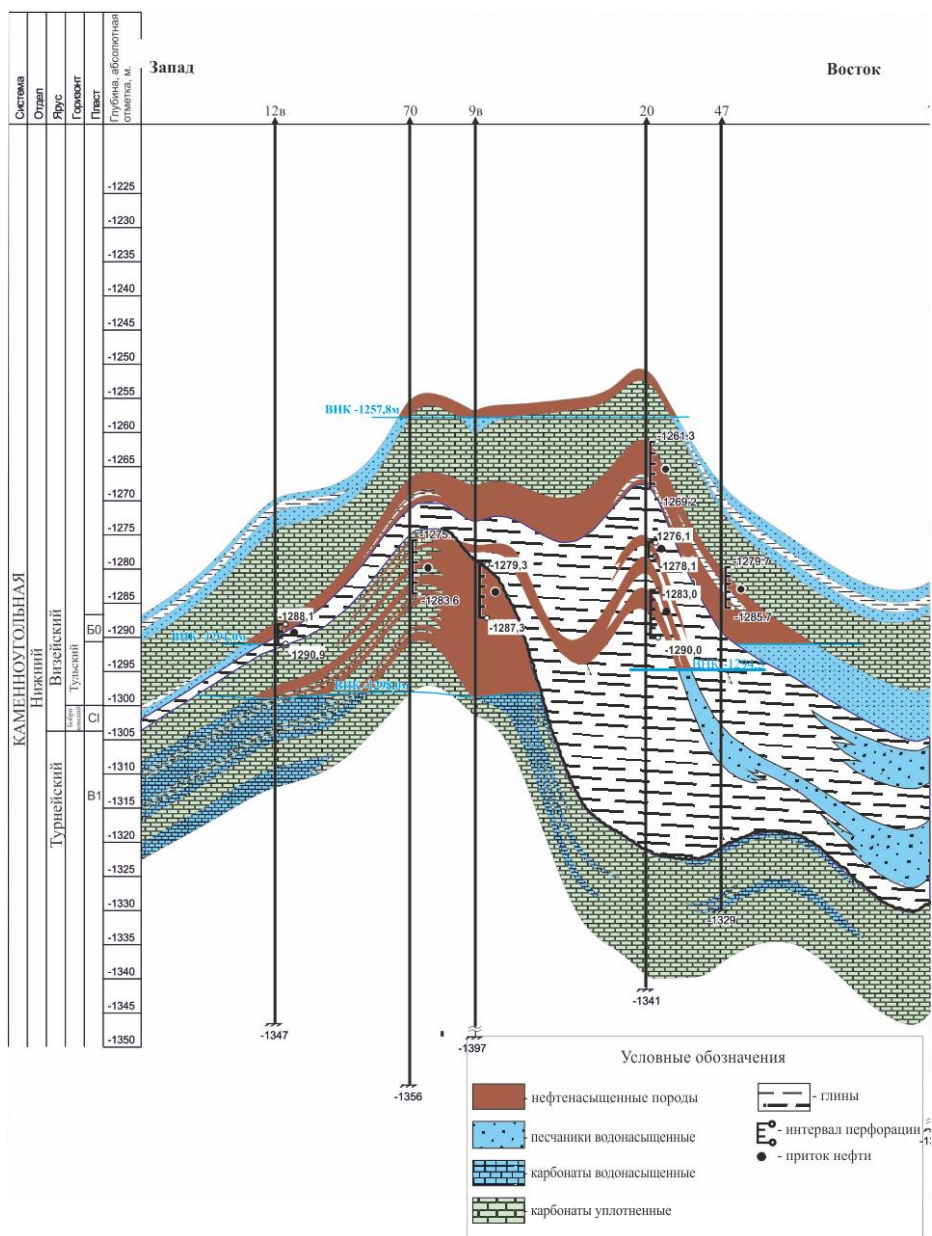


Рис.1 Литолого-стратиграфический профильный разрез Западного купола Озёркинского месторождения

Не исключено, что современное положение абсолютных глубин водонефтяных контактов обеих залежей, может быть также обусловлено подвижками на последнем этапе тектогенеза.

Возможности существования подобной гипотезы не противоречит и подобие физико-химических свойств нефтей пластов, находящихся практически в равных термобарических условиях (начальное пластовое давление 15,0 МПа, температура 27-28°). Количество CO₂, выделившееся при однократном разгазировании, из более окисленной, высокосмолистой нефти верхнего терригенного пропластка составляет 2,87% по пласту В₁ - 2,51%. В пластовой нефти содержание углекислого газа в залежи нижнего пропластка С1 превышает аналогичное в карбонатном пласте в 1,5 раза и, возможно, также свидетельствует о миграции последнего на более поздних циклах тектогенеза.

Обе залежи вступили в разработку практически одновременно: в 1998-99 гг. Безводный период эксплуатации пласта В₁ составил 4 года, залежи терригенного пропластка - около 3 лет. В 2003 г. была организована закачка пластовой воды в нижнюю часть пласта С1 в скважине 48, однако, основываясь на динамике дебитов жидкости, был сделан вывод о том, что прирост по добыче по нижнему пропластку получили, в основном, за счет смены насосного оборудования на более производительное. Примечательным является тот факт, что среднесуточный дебит по нефти залежи карбонатного пласта В₁ в 2003 г увеличился в 1,9 раза, хотя эффекта от проведенных соляно-кислотных обработок в скважинах 70 и 9 не наблюдалось. После скачка дебитов по нефти и жидкости, отборы по скважинам уменьшаются. (Рис.2)

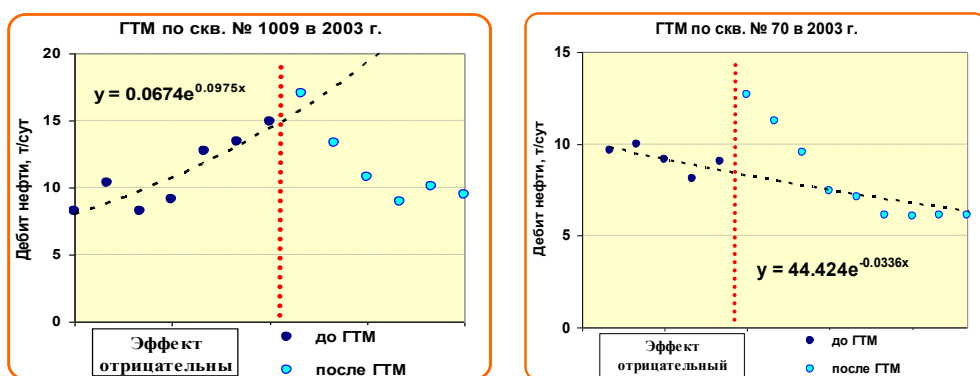


Рис.2 Оценка эффективности проведения СКО по скв. № 70 и №9в

Таким образом, нельзя исключить предположение о влиянии закачиваемой воды через «гидродинамическое окно» на залежь пласта В₁. Однако, эффект роста добычи нефти был непродолжителен и в 2004 году

уровень добычи стал снижаться на 20%, а обводненность выросла в 2,1 раза. Данный факт, по-видимому, оказал влияние на формирование остаточных запасов нефти по залежи, структура которых требует изучения [3]. Прежде всего, это изменение реологических свойств нефти, за счет возможного контакта с закачиваемой водой. В качестве вытесняющего агента для пласта С1 нижний пропласток используются попутные и воды серпуховского яруса. Обращает внимание тот факт, что концентрация сульфат ионов SO_4 (возможного дополнительного окислителя) в закачиваемой воде незначительно выше (1,3 мг/л – серпуховский ярус, 1,26 мг/л – пласт В₁). Техногенное изменение коллектора в процессе разработки, особенно вдоль стратиграфического экрана, также может запечатать матричную нефть и потребуются дополнительные меры для её извлечения.

Библиографический список

1. Серова (Михайлова) Е.Н. «Ретроспектива исследований визейских врезов» Научно-технический журнал «Георесурсы» №2 (44) 2012 г. с.32-34
2. Газизов А.А. «Увеличение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки» - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002 г., с.93-95
3. Ахметова З.Р. «Структуризация остаточной нефтенасыщенности для обоснования технологии доизвлечения нефти» дис. канд. тех. наук, Москва, 2016 г. – с.18-34

УДК 622.276

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА
Д-1' КУДИНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ**

Р.Ф. Мустафаев, В.А. Ольховская

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

renigm.samgtu@gmail.com

Кудиновское месторождение расположено на территории Волжского административного района Самарской области. Нефтяные залежи в пластах Д-II, Д-I, Д-I', Б-2', Б-2 на собственно Кудиновском поднятии были открыты с 1979 г. по 1986 г., в 2015 году выявлены залежи нефти пластов В-1 и ДЗ-вор. Скважинами пересечён Екатериновско-Карагайский грабенообразный прогиб, протяжённость которого составляет более 200 км. Следствием разломно-тектонической природы прогиба является развитие на крыльях разрывных нарушений в фундаменте и терригенной толще девона. Борты прогиба осложнены локальными выступами фундамента, которым соответствуют структуры облекания в осадочной толще, группирующиеся по простиранию в сопряжённые зоны девонских горстовидных валов [1].

Пласт Д-I' на западном и северо-западном крыле Кудиновского поднятия частично размыт. Зоны размыва заполнены глинистыми отложениями тиманского возраста. К ним примыкают зоны замещения пласта-коллектора глинистыми породами пашийского возраста и участки продуктивного пласта, возможно, характеризующиеся сочетанием поровой ёмкости и разветвлённой системы трещин.

Дизъюнктивная тектоника и трещиноватость активно участвуют в процессах формирования емкостной и гидродинамической системы песчаников пашийского горизонта [2]. С простиранием базовых разломов связаны тренды напряжённого состояния горных пород. Как известно, распределение тектонических напряжений является основным фактором, от которого зависит конфигурация трещины, образующейся в процессе гидроразрыва пласта (ГРП).

В 2016 г. на пласт Д-I' работали 20 добывающих и 7 нагнетательных скважин. В период с 2014 по 2016 гг. ГРП был успешно проведен в трёх добывающих скважинах (№№ 821, 827, 70). Суммарная эффективность данного мероприятия составила 11,6 тыс.т дополнительно добытой нефти.

Более объективную оценку можно дать, если рассчитывать технологический эффект от ГРП не по отдельно взятой скважине, а по участку в целом, то есть с учётом динамики показателей работы скважин ближайшего окружения. При достаточно хорошей гидродинамической взаимосвязи между зонами отбора может наблюдаться понижение дебитов в располагающихся рядом, как правило, высокопродуктивных скважинах из-за перераспределения фильтрационных потоков.

На рисунке 1 отражено влияние гидроразрыва пласта Д-1', проведённого в скважинах №№ 821, 70 и 827 с целью увеличения отборов нефти, на работу соседних скважин, также эксплуатирующих пласт Д-1'. После ГРП все три скважины стали работать с достаточно высокими дебитами, превосходящими дебиты располагающихся рядом скважин – №№ 60 и 729. Но в течение следующих (после ГРП) месяцев оказалось, что ближняя скважина № 729 стремительно понизила свой дебит, а затем перешла в группу низкодебитных. У скважины № 60 дебит изменился незначительно. Опыт проведения ГРП демонстрирует необходимость учёта большего количества факторов при планировании операций по интенсификации работы скважин, в частности, предварительной оценки степени их взаимодействия.

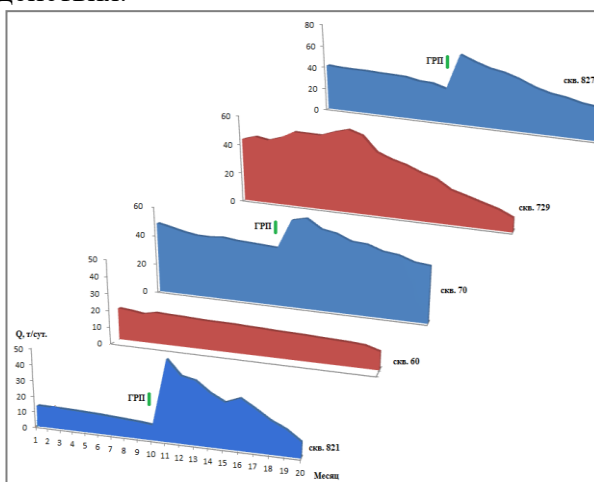


Рис. 1. Влияние ГРП на работу соседних скважин

Заслуживают внимания некоторые данные из отчёта о ГРП скважины № 827. В скважине перфорирован целевой интервал 3073-3084 м, плотность перфорации 20 отв/м. Начальное пластовое давление 27,7 МПа, значения естественных напряжений и градиентов ГРП в целевом пласте и в перекрывающих породах по геомеханической модели

существенно контрастны: 38 МПа и 41 МПа, а также 12,8 кПа/м и 14 кПа/м соответственно.

По информации, полученной при производстве мини ГРП, давление инициации трещины составило 60 МПа. При расходе на калибровочном тесте 3,2 м³/мин давление смыкания трещины ориентировочно равно 38 МПа, эффективное давление высокое - 6,8 МПа, эффективность жидкости 18%, общие потери на трение 15,4 МПа. При остановке закачки отмечался гидравлический удар как следствие связи с пластом.

В ходе нагнетательного теста при ступенчатых подачах от 0,5 до 3,2 м³/мин диагностировались признаки вертикального роста трещины. Поэтому в план обработки были внесены изменения, в частности, уменьшен объём проппанта до 21 т вместо 45,5 т.

На рисунке 2 представлен график основного ГРП, который проводился по технологии концевое экранирование с изменением концентрации проппанта по стадиям от 100 кг/м³ до 800 кг/м³ при среднем давлении операции 35 МПа.

Фактически созданная трещина характеризуется закреплённой полудлиной 41 м, шириной 5,4 мм, высотой 26,9 м. Коэффициент проводимости трещины 348,9 мД·м, безразмерная проводимость 0,8716. Эффективность ГРП составила 3165 тыс.т дополнительно добытой нефти, но через 8 месяцев эффект прекратился.

Анализируя опыт разработки пласта Д-Г', можно согласиться, что тектонические процессы в терригенных отложениях девона существенно повышают величину стрессов и, как следствие, значения давления разрыва при ГРП [3].

Характерное увеличение, а затем снижение дебитов скважин после ГРП может объясняться частичным смыканием естественных трещин, которые в обстановке разломно-блоковой тектоники приурочены к плоскостям смещения пород и служат проводниками углеводородов. Плотность трещин растёт по направлению к плоскости тектонического смещения, которое обычно является литологическим экраном, препятствующим латеральной миграции нефти.

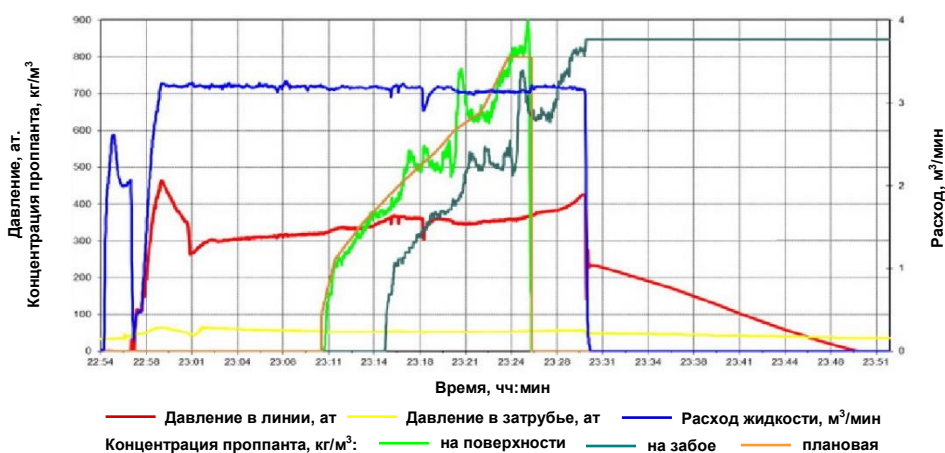


Рис. 2. График проведенного ГРП в скважине № 827

В непосредственной близости от плоскости экрана могут преобладать вертикальные трещины, часто заполненные раздробленной породой и обладающие сверхпроводимостью. На многопластовых месторождениях Западной Сибири такие трещины нарушают герметичность осадочного чехла и нередко служат каналами вертикальной миграции углеводородов. В итоге между продуктивными пластами (например, Д-Г' и Д-И) может возникать сообщение, приводящее к формированию локальных ловушек для остаточных запасов нефти. Ортогонально от нарушения плотность трещин с вертикальной направленностью убывает, и вероятность концентрации экранлируемых запасов уменьшается.

Высокая эффективность гидроразрыва пласта Д-Г' Кудиновского месторождения обусловлена значительными текущими извлекаемыми запасами нефти в объеме дренирования скважин, а также резервом пластовой энергии, который с 1983 г. активно восполняется системой внутриконтурного очагового заводнения. Прогноз динамики добычи с использованием интегральных характеристик вытеснения указывает на необходимость корректировки величины запасов нефти в сторону увеличения. Не исключено, что достижение лучших конечных показателей разработки связано со спецификой пересечения литологических экранов и трещин разной направленности, развитием коллекторов порово-трещинного типа с высокой гидропроводностью, проницаемостью, нефтенасыщенностью и плотностью запасов нефти. В таких зонах достигается максимальная реализация потенциала остаточных запасов, и

гидроразрыв пласта, особенно в сочетании с оптимальными депрессиями, наиболее эффективен.

Библиографический список:

1. Шашель А.Г., Шиповский А.П., Александров А.А., Даниелян Б.З., Хлуднев В.Ф. Методы выявления и трассирования разрывных нарушений в Самарском Поволжье // Геология нефти и газа. – 1998. - № 12. – С. 18-25.
2. Булгаков С.А. Исследование пластов пашийского горизонта вероятностно-статистическим экспресс-методом // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», № 2, 2011.– С. 222-231. - http://ogbus.ru/authors/Bulgakov/Bulgakov_1.pdf
3. Гилаев Г.Г., Манасян А.Э., Летичевский А.Е., Парфёнов А.Н., Хамитов И.Г., Гилаев Г.Г. Гидравлический разрыв пласта как инструмент разработки месторождений Самарской области // Нефтяное хозяйство. – 2014. - № 11. – С. 65-69.

УДК 622246

РАЗРАБОТКА ПОДХОДА РАСЧЕТА ПЕРЕОРИЕНТАЦИИ ТРЕЩИНЫ ОТ ГРП И ПООЧЕРЕДНЫХ НАГРУЖЕНИЙ ПЛАСТА С ПОМОЩЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕФОРМАЦИЙ И НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПОРОДЫ В ANSYS

К.И.Максаков¹, Л.Н.Хромых²

¹ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
г. Москва, Россия,
kirill.maksakov63@gmail.com

² ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический
университет»

Существует множество методов интенсификации добычи нефти. Они основаны на увеличении проницаемости призабойной зоны скважины (ПЗС). Одним из самых популярных методов интенсификации является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Сущность метода заключается в закачке буферной жидкости под давлением, большим давления разрыва пласта. В результате образуется трещина, которая распространяется в

сторону максимальных напряжений, возникающих в пласте в результате его нагружения. Но увеличить проницаемость за счет создания системы трещин можно и другим способом. Необходимо поочередно уменьшать и увеличивать депрессию в пласте, за счет этого будет изменяться напряженное состояние пласта. Такое поочередное нагружение и разгружение приводит к тому, что в пласте образуются напряжения, которые больше предела прочности породы, и, в результате, происходит образование системы трещин и разрушение породы. Автором данной идеи является Закиров Сумбат Набиевич.

Целью данного исследования является воспроизведение напряженного состояния пласта и определение пространственного распределения напряжений и деформаций, происходящих во время поочередных нагружений и разгрузений. В качестве инструмента, позволяющего определить напряжения, возникающие в различных точках пласта, а также его деформации выбран программный комплекс ANSYS. В программном комплексе ANSYS математический аппарат механики разрушения различного рода материалов реализован в достаточном количестве.

Сначала была сделана самая простая модель цилиндрического участка пласта в разрезе для определения распространения эпюры напряжения в простейшем случае и дальнейшем усложнении данной модели. Был добавлен материал, характеризующий по основным свойствам горную породу. Упругие свойства были реализованы через коэффициент Пуассона и модуль Юнга.

Смоделировав участок пласта и закрепив стенки скважины с помощью введения эксплуатационной колонны и приложением к ней жесткой фиксации с наружной стороны, было приложено давление 15 МПа, имитирующее депрессию, на поверхность породы, находящейся за эксплуатационной колонной. На рис. 1 и рис. 2 изображены силы, действующие на пласт. При приложении горного давления, силы реакции, действующей на нижнюю поверхность, и бокового давления из-за их большой величины получалось сильное смятие пласта, и модель становилась непригодна для дальнейших исследований. Поэтому было решено ограничить данный участок намного большим участком пласта (рис. 3).

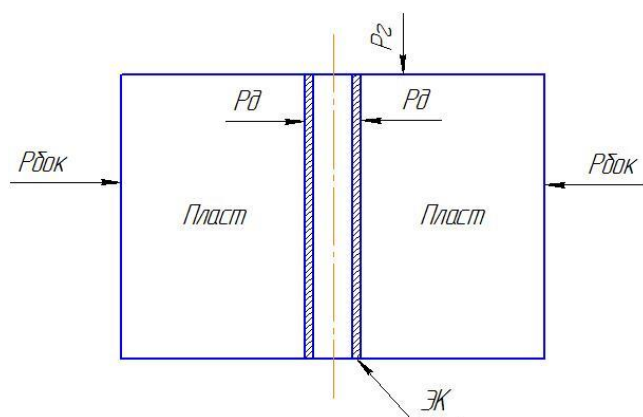


Рис. 1. Силы, примененные в программе Ansys
 где P_d – давление, характеризующее депрессию;
 $P_{бок}$ – боковое давление;
 P_2 – горное давление;
 ЭК – эксплуатационная колонна

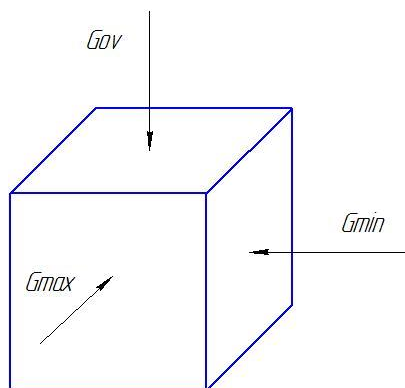


Рис. 2. Силы, реально действующие в пласте
 где σ_{max} – максимальная сила воздействия ($=3\sigma_{min}$);
 σ_{min} – минимальная сила воздействия ($=P_{бок}$);
 σ_{ov} – давление вышележащих пород ($=P_2$)

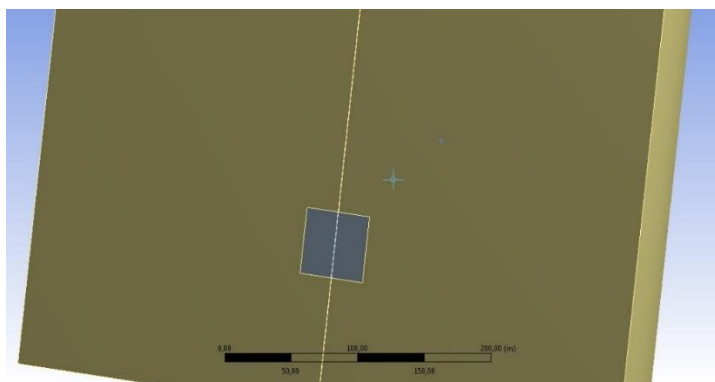


Рис. 3. Призабойная зона и окружающий его участок пласта

После модель была усложнена. Данный участок пласта был разбит на несколько тел, обладающих разными коэффициентами Пуассона (0,21-0,24 для коллектора, 0,33 для крыши) (рис. 4).

До краев этого большого участка напряжения от воздействия переменной депрессии не доходят, поэтому можно жестко закрепить его в пространстве. Также жестко осталась закреплена эксплуатационная колонна, эмитировав таким образом цементное кольцо. После приложения давления разрыва на средние участки пласта получилась следующая картина эпюр напряжений (рис. 5).

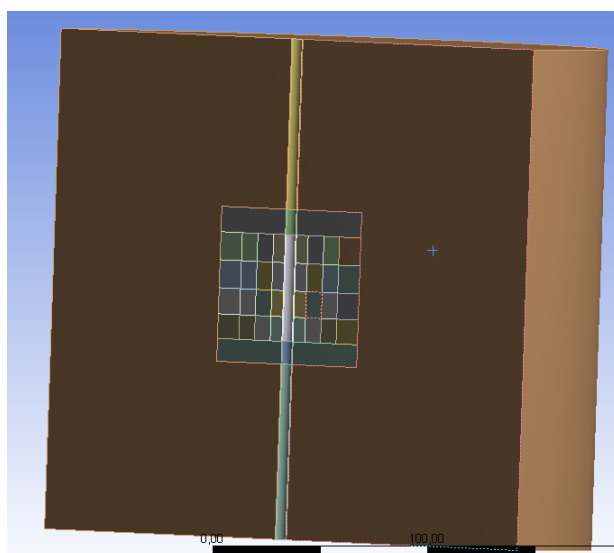


Рис. 4. Вид модели исследуемого участка пласта

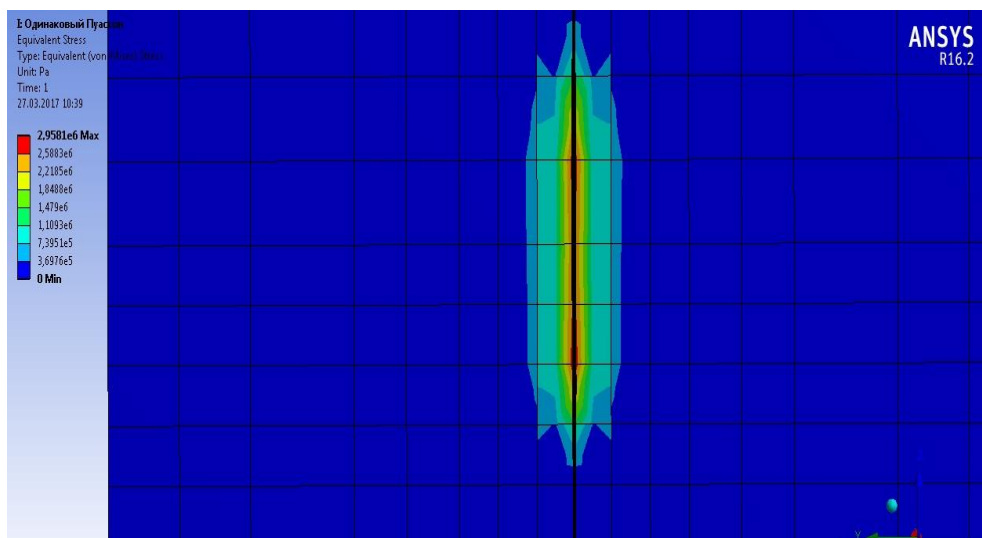


Рис. 5. Эюра напряжений

Для того чтобы рассмотреть влияние коэффициента Пуассона на распространение напряжения, были определены максимальные напряжения (табл. 1) во всех частях ПЗС до и после изменения коэффициента Пуассона.

Таблица 1.

Изменение значений максимальных напряжений при изменении коэффициента Пуассона

Одинаковый коэффициент Пуассона		Разный коэффициент Пуассона	
Коэфф-т Пуассона	Значения напряжений, МПа	Коэфф-т Пуассона	Значения напряжений, МПа
0,22	1,1883	0,23	1,1960
	2,9581	0,21	2,9591
	2,9025	0,22	2,9033
	1,1768	0,24	1,1723
	0,2778	0,23	0,2785
	0,5588	0,22	0,5624
	0,5329	0,24	0,5273
	0,2800	0,21	0,2792
	0,0555	0,22	0,0557
	0,0825	0,21	0,0836
	0,0812	0,24	0,0807
	0,0515	0,23	0,0515
	0,0163	0,21	0,0163
	0,0226	0,24	0,0225
0,0225	0,22	0,0226	

По таблице 1 видно, что значения максимальных напряжений даже при воздействии на пласт не критических нагрузок меняются, что влечет за собой изменение деформаций.

Для того, чтобы проследить остаточные деформации, необходимо увеличить нагрузку на ПЗС до 30 МПа и поменять направление действия давления на противоположную, тем самым симитировав процесс ГРП, и разбить это нагружение на два этапа, чтобы проследить характер изменения максимальных напряжений (табл. 2).

Таблица 2.

Изменение максимальных напряжений при этапной нагрузке

Условное время нагружения	Максимальные напряжения
0,2	6,2782
0,4	6,2928
0,7	6,2932
1	6,2933
1,2	6,2932
1,4	6,2931
1,7	6,2932
2	6,2932

По таблице 2 видно, что после первого этапа нагружения, несмотря на то, что нагрузка не меняется, происходит, хоть и небольшое, но уменьшение максимальных напряжений с последующим восстановлением до постоянного значения. Это связано с тем, что в пласте после первого этапа нагружения осталась некоторая деформация, поэтому вовремя второго воздействия на пласт произошло повторное перераспределение напряжений. Если перенести получившиеся результаты на процесс ГРП, это означает, что в призабойной зоне скважины возникает процесс переориентации трещины, так как меняется пространственное распределение максимальных напряжений в пласте из-за остаточных деформаций.

Далее были введены циклические нагрузка и разгрузка на стенки скважины, характеризующие изменение депрессии. Было осуществлено 5 циклов нагружения от 15 до 30 МПа. На рисунке 6 и 7 изображены графики максимальных напряжений и деформаций в зависимости от относительного времени, которые получились в результате циклического нагружения.

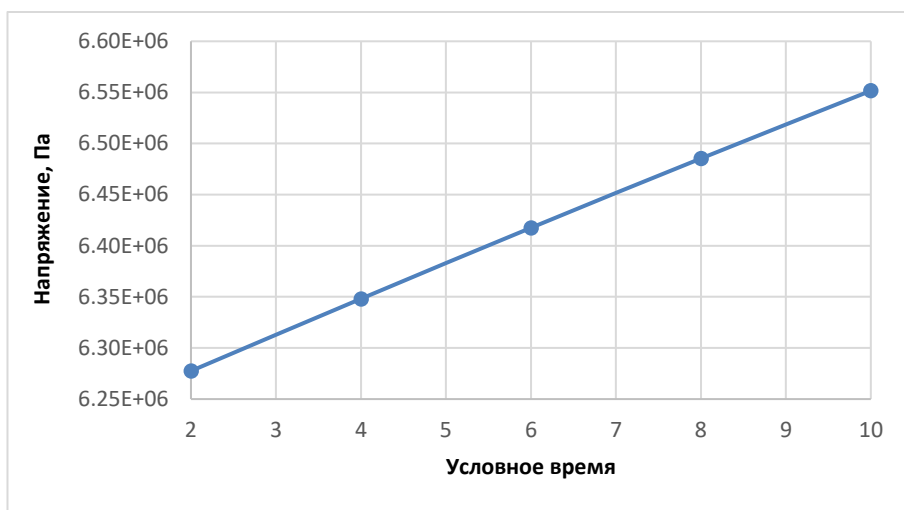


Рис. 6. Изменение максимальных напряжений при циклической нагрузке

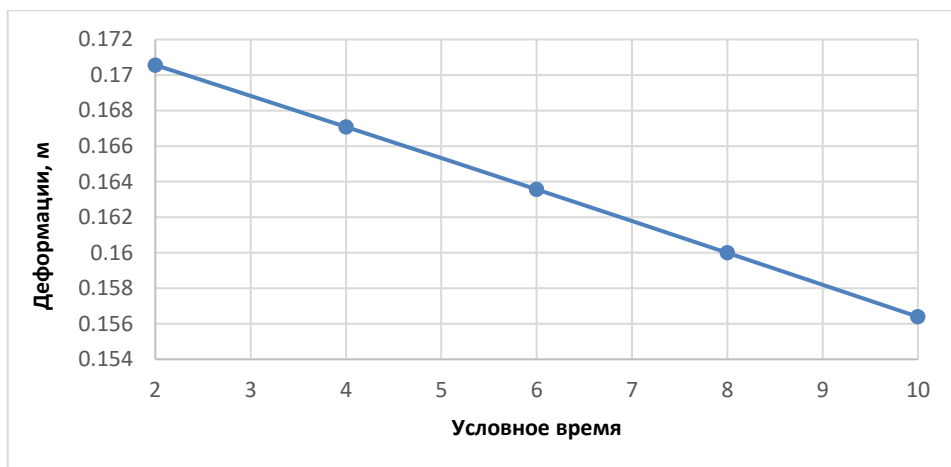


Рис. 7. Изменение деформаций при циклической нагрузке

По данным графикам видно, что наблюдается тенденция: при увеличении напряжения в пласте уменьшаются деформации. Это связано с тем, что при достижении первого максимума напряжения при 30 МПа деформация породы будет максимальна из-за высвобождения энергии упругости, накопленной в недеформируемом пласте. При дальнейшем циклическом нагружении и разгрузении пласт уже будет считаться

деформируемым, прослеживаются остаточные деформации, что приводит к их уменьшению.

Библиографический список:

1. Механическое разрушение горных пород: Учебное пособие для вузов. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2004. – 222 с.: ил.;

2. Инженерный анализ в ANSYS Workbench: Учеб. пособ. / В.А. Бруяка, В.Г. Фокин, Е.А. Солдусова, Н.А. Глазунова, И.Е. Адеянов. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – 271 с.: ил.

3. Ямщиков В.С. Волновые процессы в массиве горных пород: учеб. для вузов. - М.: Недра, 1984. - 271 с.

ASP ЗАВОДНЕНИЕ

С.Д.Белова

*СамГТУ, Самара, Россия,
Businka-63@yandex.ru*

Введение

Вследствие неэффективности традиционных первичных и вторичных методов извлечения для получения свыше 20-40% от начальных геологических запасов нефти в качестве дополнительной нефти, потребность в методах повышения нефтеотдачи стала крайне важной. ASP заводнение (щелочь/ПАВ/Полимер) является одним из таких методов, который хорошо зарекомендовал себя благодаря своей способности повышать коэффициент вытеснения и коэффициента охвата (Рис.1).

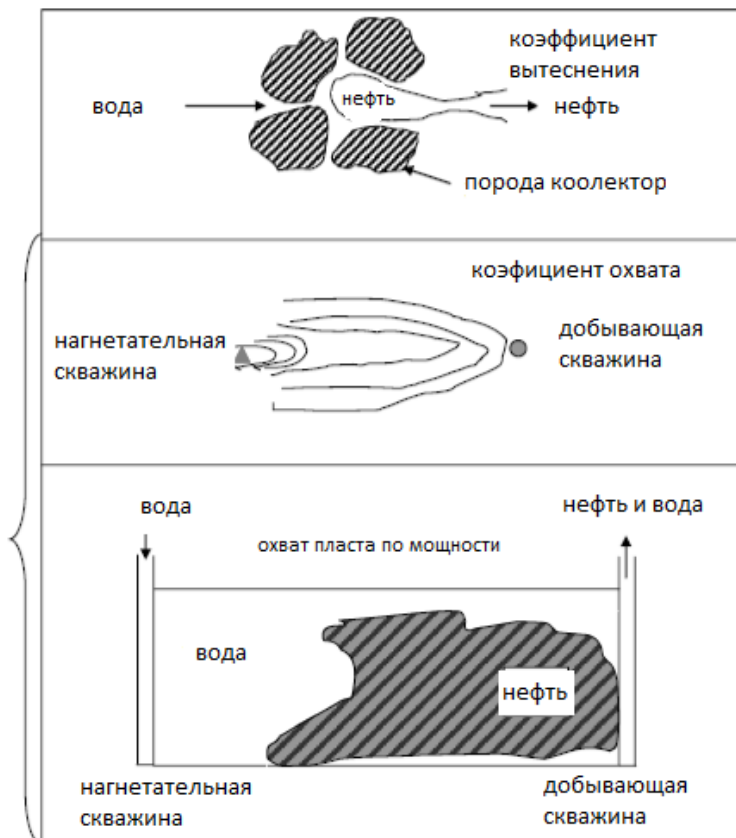


Рис. 1 Схема коэффициента вытеснения и схема коэффициента охвата

Щелочь-ПАВ-полимерное заводнение представляет собой комбинированный процесс, в котором щелочь, поверхностно-активное вещество и полимер закачивают в качестве оторочки. Благодаря взаимодействию этих трех компонентов ASP широко применяется в пилотных и полевых проектах с целью достижения оптимального химического состава при больших объемах нагнетания и при минимальных затратах. Несмотря на свою популярность, как потенциально экономически эффективный метод химического заводнения, он имеет свои недостатки.

Поэтому данная статья посвящена обзору применения процесса ASP заводнения и связанных с ней ограничений в максимизации извлечения нефти на суше и на шельфе.

ASP ЗАВОДНЕНИЕ: ПЕРСПЕКТИВЫ И ПРОБЛЕМЫ

Процесс на основе ПАВ, особенно ASP (щелочь/ПАВ/Полимер), был идентифицирован как экономически выгодный процесс ХМПН (химический метод повышения нефтеотдачи), дающий высокие коэффициенты извлечения, более 20% на некоторых месторождениях, таких как месторождение Дацин в Китае. В то время как другие методы химического повышения нефтеотдачи имеют ряд недостатков, таких как потеря адсорбирующего поверхностно-активного вещества при обычном ПАВ заводнении или при продолжительном щелочном заводнении, ASP обещает облегчить такие проблемы. Обладание комбинированным химическим фазовым поведением вводимого поверхностно-активного вещества и образующегося внутри пласта естественного поверхностно-активного вещества является одним из ключевых преимуществ ASP заводнения над другими методами химического повышения нефтеотдачи. Таким образом, значительные изменения сделали ASP заводнение жизнеспособным вариантом для повышения добычи нефти на месторождениях и более привлекательным, чем другие методы ХМПН.

Разработка технологии ASP заводнения для ПНП и усовершенствование химических ПАВ вновь привлекли внимание к химическим методам заводнения [1], особенно для увеличения добычи нефти в зрелых и обводненных месторождениях. В настоящее время во всем мире есть многочисленные активные проекты ASP заводнения, а ASP заводнения, реализованные на месторождении Дацин в Китае, рассматриваются как один из крупнейших текущих проектов [2]. Между тем, выявлены недостатки в процессе реализации технологии ASP-заводнения, например, значительное солеобразование в линиях нагнетания и сильное эмульгирование добываемой жидкости, которые ограничивали ее дальнейшее применение в полевых условиях.

СТАТУС ПРИМЕНЕНИЯ ASP.

Комбинации щелочных / поверхностно-активных веществ / полимеров (ASP) можно рассматривать в качестве кандидатов для улучшения извлечения из некоторых геологически сложных коллекторов. Экономически привлекательно для коллекторов, в которых процессы гравитации и впитывания играют важную роль в восстановлении нефти. В течение последних двух десятилетий в литературе широко публиковалось несколько методов ASP. Однако в настоящее время месторождение Дацин представляет собой одно из крупнейших, если не самое большое,

реализованных на сегодняшний день ASP заводнений. Заводнение ASP было изучено и опробовано в Дацинге более 20 лет. Заводнения ASP в течение последнего десятилетия произведены в месторождениях Вираз, Индия и Западный Киль, Шо-Вель-Тум, Кембридж Миннеуза и Таннер в США.

ASP В КИТАЕ

Большинство полевых пилотных и коммерческих применений ASP заводнения были проведены в Китае. Только из Китая было зарегистрировано 13 проектов. Среди них пять из Дацина. В дополнение к тестам, проведенным в Дацин, процесс ASP был протестирован в других регионах, включая Shengli и Karamay и т.д. Большинство проектов реализуются на коллекторах из песчаника. В большинстве случаев вязкость нефти составляла 6-13 мПа·с. Только в двух случаях вязкость нефти составляла 42 и 70 мПа·с. Соленость составляла менее 7000 промилле в Дацине.

ЗАВОДНЕНИЕ ASP НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ДАЦИН

Третичное пилотное применение процесса Щелочь-ПАВ-Полимерного заводнения (ASP) было начато в сентябре 1994 г. в западной центральной части месторождения Дацин [3]. Пилотная модель состоит из обратной пятиточечной системы размещения скважин, включающая четыре нагнетательных скважин, девять добывающих скважин и две наблюдательные скважины, охватывающие площадь 90 000 м² и объем пор 203 300 м³. Целевым слоем является песчаник со средней пористостью 26% и проницаемостью 1,426 мкм². Вязкость сырой нефти составляет 11,5 мПа с при пластовой температуре, а соленость соленой воды - 6800 мг / л. Экспериментальные данные показывают ярко выраженную реакцию от закачки ASP. Средняя скорость добычи нефти в пилотной зоне увеличилась с 36,7 до 91,5 м³ / сут, а обводненность снизилась с 82,7 до 59,7%.

ЗАВОДНЕНИЕ ASP НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ШЭНЛИ

Шенли начал экспериментальное исследование в области ASP заводнений в начале 1980-х годов. Первое полевое испытание с небольшим расстоянием между скважинами началось в 1992 году на месторождении Гудун. Сообщалось, что дополнительная добыча составила 26% от начальных геологических запасов [4]. Второй пилотный тест ASP был

проведен в 1997 году в западной части месторождения Гудао в районе 150 акров. Расстояние между скважинами и эффективная нефтенасыщенная толщина составили соответственно 695 футов и 53 фута. Коллектор представляет собой месторождение со средней пористостью и проницаемостью 32% и 1520 мД, соответственно. Пилотная область имеет шесть нагнетательных скважин и 10 добывающих скважин со средним дебитом нефти 46 баррелей в сутки. Эффективность извлечения при заводнении составила 22,4% от начальных геологических запасов до заводнения ASP. Процесс ASP проводился в последовательности из трех блоков:

1. Предварительная промывка: раствор полимера вводили в течение 306 дней.

2. Оторочка ASP: всего 0,3-Vp ASP оторочки, содержащего 1,2% Na_2CO_3 , 0,2%

Поверхностно-активное вещество А, 0,1% поверхностно-активного вещества В и 1700 ppm полимера закачивали в течение 948 дней.

3. Полимерное вытеснение: закаченный раствор полимера с молекулярной массой 0,05 Vp 1500 ppm вводили в течение 158 дней.

Закачка химической оторочки была завершена в 2002 году. Дебит нефти увеличился с 630 до 1490 баррель / день при максимальной добычи, а соответствующие обводненности сократились с 96 до 83%. Общая дополнительная добыча составила 15,5% от начальных геологических запасов.

ЗАВОДНЕНИЕ ASP НА МЕСТОРОЖДЕНИИ KARAMAY.

В 1995 году в Карамейском экспериментальном испытании ASP было проведено исследование в гетерогенном коллекторе конгломератов с расстоянием между скважинами 164 фута и квадратной пятиточечная схема размещения скважин [5]. Процесс с тремя оторочками был разработан следующим образом:

1. оторочка 0,40-Vp 1,5% NaCl рассолом для предварительной промывки.

2. оторочка ASP-0,34-Vp, содержащий 1,4% Na_2CO_3 , 0,3% сульфонов сырой нефти и 0,13% полимера.

3. оторочка 0,15-Vp с 0,1% полимера и 0,4% водный раствор NaCl.

Эффективность извлечения заводнением в пилотной зоне до закачки ASP-оторочки составляла примерно 50% от начальных геологических запасов при 99% обводненности. С июля 1996 года по июнь 1997 года оторочка ASP была закачана при водонапорном режиме до начала 1999

года. Увеличение добычи началось после того, как было введено приблизительно 0,04 Vp от оторочки ASP и достигло максимума, когда было введено приблизительно 0,2 Vp от оторочки ASP, с шестикратным увеличением дебита нефти и снижением обводненности с 99 до 79%. Дополнительная добыча в центральной скважине составило 25% от начальных геологических запасов. Наблюдались тяжелые эмульсии в добываемых жидкостях, и возникали трудности при разрушении эмульсий.

ПРОЕКТ TABER SOUTH ASP, АЛЬБЕРТА

Taber South производил 300 баррелей в день до заводнения ASP. Внедрение ASP началось в июне 2006 года. Производство увеличилось до 1502 баррелей в день по состоянию на декабрь 2007 года. Процент нефти в водонефтяной смеси сократилась с 1,7 до 7,3% за тот же период. Данный проект демонстрирует возможность третичного применения заводнения ASP. Были обнаружены серьезные проблемы с солеобразованием на оборудовании и потерей приемистости. Они были решены, используя различные химикаты. Этот пилот также подчеркнул, что из-за изменчивости свойств коллектора некоторые части оторочки не могут эффективно реагировать на закачку ASP. Задача состояла в том, чтобы определить такие районы в самом начале жизненного цикла проекта заводнения ASP для оптимизации рентабельности химических веществ.

ПРОЕКТ TABER GLAUCONITIC ASP

23 января 2008 года Husky Oil Operations Limited осуществила первое Щелочь-ПАВ-Полимерное заводнение (ASP), использующее поверхностно-активные вещества, полученные из возобновляемых источников. Косурфактанты (вторичное поверхностно-активное вещество) представляют собой смесь лигносульфоната натрия (лигнин) и ПНГ (алкилполигликозиды). Лигносульфонаты могут действовать как связующее вещество и диспергатор, и эти качества могут повысить эффективность систем ASP. APG представляют собой комбинацию жирных спиртов и глюкозы, основанных на сельскохозяйственных культурах, которые в основном используются в составе средств личной гигиены, чистящих средств и сельскохозяйственных составов и легко разлагаются биологически. Ожидается, что прирост добычи нефти составит $762 \times 10^3 \text{ м}^3$ из месторождения Taber Glauconitic K, прирост коэффициента извлечения нефти составит 15,0% от начальных геологических запасов. По оценкам, суммарная добыча на 10% выше, при использовании поверхностно-

активных веществ на основе экологически безопасной химии, чем система ASP с использованием обычных поверхностно-активных веществ. В январе 2008 года началась закачка ASP при сокращении добычи нефти на 0,9%. В апреле 2010 года добыча нефти составляла 127 м³ / сут, в конце апреля 2010 коэффициент нефтеотдачи увеличился на 0,4% от начальных геологических запасов.

ПРОЕКТ «САФФИЛД ASP»

Этот проект демонстрирует возможность третичного применения заводнения ASP в зрелом заводнении, но при высокой вязкости нефти (181 мПа с), приближающейся к таковой для тяжелых нефтей. Одна из целей заключалась в том, чтобы определить, можно ли свести к минимуму потребности в пресной воде при подготовке химических растворов для закачки. Эта цель была успешно выполнена (хотя и с несколькими проблемами, которые были успешно решены). Другая цель заключалась в том, чтобы определить, можно ли повторно использовать полученную воду, и эта задача не была успешно выполнена во время этого эксперимента.

ПРОЕКТЫ ASP В США

Заводнения ASP на американских месторождениях, о которых сообщают, включают Западный Киль, Шо-Вель-Тум, Кембридж Миннелуса, Таннер и месторождение Лоуренса в Иллинойсе.

WEST KIEHL, WYOMING

Самые ранние полевые испытания заводнения ASP были осуществлены в Западном Киле, Вайоминг [6,7], начиная с сентября 1987 года. Ускоренная добыча нефти в течение следующих 2,5 лет достигла 26% от начальных геологических запасов. В Западном Киле в качестве щелочи использовали кальцинированную соду (Na₂CO₃). На западе Kiehl Щелочь – ПАВ-Полимерное заводнение дает прирост нефти больше, чем заводнение при стоимости менее \$ 2,00 за каждый дополнительный баррель.

CAMBRIDGE MINNELUSA

Следующий пилотный тест ASP пришел из Кембриджского месторождения, месторождения Миннесулы, расположенного рядом с месторождением Киле. В этом случае заводнение ASP возросло на 28% от

начальных геологических запасов (1 143 000 брр.), и дополнительные затраты оценены в 2,42 долл. / Баррель.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ ТАННЕРА

Месторождение Таннера содержало 1 мас% Гидроксида натрия (NaOH) и 0,1% активного ORS-41HF. Прогнозируемая дополнительная добыча нефти от начальных геологических запасов составляла 17%, основываясь на экспериментах и результатах экспериментальных испытаний [8].

ПРОЕКТ ШО-ВЕЛЬ-ТУМ

Заводнение ASP на месторождении Шо-Вель-Тум, спонсируемое Министерством энергетики США, было начато в 1998 году [9]. Скважина находится в штате Оклахома, США, и его коллектор составляет всего лишь 700 футов (214 м), что делает его самой мелкой скважиной в Соединенных Штатах, где началось заводнение ASP. Скважина добывает более 40 лет и производит до 4 баррелей в день до начала проекта ASP. Система ASP состояла из 0,5 вес% ORS-62, 2,20 вес % Na₂CO₃ и 1000 мг / л полимера Alcoflood 1275A в умягченной воде. Проект ASP увеличил среднюю добычу нефти с 4 баррелей в день до 20 баррелей в день. В рамках экспериментального проекта в течение 1,3 года было извлечено 10 444 баррелей дополнительной нефти.

ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С ТЕХНОЛОГИЕЙ ASP EOR

Заводнение ASP все еще сталкивается с некоторыми серьезными проблемами при обработке добываемой жидкости на пути ее коммерческого применения. В то время как было достигнуто значительное снижение обводненности добываемой жидкости и увеличение добычи нефти, щелочь, поверхностно-активное вещество и полимер в добываемой жидкости привели к очень плотной нефти в воде, что вызывает большие проблемы в разделении нефти и воды [10]. Существует ряд трудностей, которые ограничивают широкое применение в промышленных условиях, особенно на шельфе [11]. К операционным трудностям относятся большие объемы химических веществ, которые необходимо доставлять на удаленные объекты, а затем хранить на платформах с ограниченным пространством. Необходимость в дополнительной обработке полученной жидкости, поскольку заводнение ASP приводит к образованию эмульсий с

капельками диаметром до 10 мм. Наконец, полученные жидкости (содержащие химикаты ASP) необходимо утилизировать без воздействия на окружающую среду. Технические трудности включают тот факт, что химическая смесь должна быть тщательно разработана для жидкостей, которые будут встречаться на месторождении. Заводнение ASP лучше всего работает при относительно низкой солености воды (часто оптимальная производительность достигается за счет использования градиента солености при закачивании разных фаз), но на море морская вода является единственным источником воды для закачки, поэтому опреснение или альтернативные химические вещества могут быть обязательно. Проблема солеобразования возникает во время закачки ASP из-за высокого содержания двухвалентных ионов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Щелочь-ПАВ-Полимерное заводнение или заводнение ASP - это относительно новая и все еще развивающаяся технология химического извлечения нефти. Этот процесс был разработан в начале 80-х годов в качестве альтернативы, более дешевой по сравнению с другими методами химического заводнения. По существу, в коллектор закачивается заданный объем или вязкая смесь ASP, которая часто сопровождается дополнительной закачкой или «выталкиванием» полимера, что помогает уменьшить наклон снижения добычи нефти и, таким образом, продлевает период добычи. ASP основан на генерации поверхностно-активных веществ, которые происходят, когда некоторые сырые нефти, содержащие органические кислоты, реагируют с щелочными растворами. Такие поверхностно-активные вещества, будучи усилены дополнительными поверхностно-активными веществами, обладают способностью мобилизовать дополнительное количество нефти. Комбинация введенного поверхностно-активного вещества и ПАВ, создаваемого взаимодействием нагнетаемой щелочи с нефтью, может генерировать интерфейсы водной среды с ультранизким межфазным натяжением [12]. Наличие щелочей также увеличивает поверхностный заряд на поверхности породы и, следовательно, снижает потерю поверхностно-активных веществ вследствие адсорбции на породе. Полимер добавляется для защиты химической оторочки от ранней диссипации (переход части энергии упорядоченных процессов в водной) фазе. Три, как правило, нетоксичных (в разбавленном растворе) химических вещества действуют совместно или синергетически, чтобы увеличить капиллярное число, улучшить коэффициент подвижности и эффективно охватить больше нефти, чем если

бы они использовались по отдельности [13]. Компоненты ASP-заводнения уменьшают межфазное натяжение и очищают коллектор, освобождая некоторое количество нефти, которое остается запертым в коллекторе после заводнения. Технология щелочного ПАВ (ASP) не только увеличивает добычу нефти, но также уменьшает добычу воды. Заводнения ASP также привлекательны тем, что используемые химикаты являются нетоксичными, что снижает ответственность за утилизацию.

При выборе химикатов для заводнения ASP необходимо учитывать наличие, количество, стоимость, производительность и логистику. Все эти факторы имеют решающее значение из-за больших количеств, обычно необходимых для заводнения одного месторождения (пласта), которое может обойтись в сотни миллионов фунтов. Поэтому, чтобы минимизировать затраты, крайне важно, чтобы:

Были созданы химические заводы, достаточно большие для размещения необходимой мощности и в непосредственной близости от месторождения, на котором осуществляется заводнение для снижения транспортных расходов,

Стоимость химических веществ должна быть достаточно низкой, чтобы сделать значительные инвестиции в химикаты рентабельными в долгосрочной перспективе.

Низкая стоимость щелочи, такой как карбонат натрия, уменьшает адсорбцию поверхностно-активных веществ, и по этой и другим причинам Щелочь-ПАВ-Полимерное заводнение (ASP) было разработано как более дешевая альтернатива другим методам химического заводнения.

Библиографический список:

1. *Pope G.* Recent developments and remaining challenges of enhanced oil recovery. JPT; 2011. p. 65-8.
2. *Manrique E, Thomas C, Ravikiran R, Izadi M, Lantz M, Romero J, et al.* EOR: current status and opportunities. SPE Paper 130113 presented at the 2010 SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, U. S.A., 24-28.
3. *Shutang G, Huabin L, Zhenyu Y, Pitts MJ, Surkalo H, Wyatt K.* Alkaline/surfactant/polymer pilot performance of the west central Saertu, Daqing oil field. SPE Reserv Eng 1996;11:181-8.
4. *Wang CL, et al.* Application and design of alkaline-surfactant-polymer system to close well spacing pilot Gudong oilfield. Paper SPE 38321 presented at the 1997 SPE Western Regional Meeting, 25e27 June, Long Beach, California. 1979.

5. *Qiao Q*, et al. The pilot test of ASP combination flooding in Karamay oil field. In: Paper SPE 64726 presented at the 2000 SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 7-10 November, Beijing; 2000.

6. *Meyers JJ, Pitts MJ, Wyatt K*. Alkaline-surfactant-polymer flood of the west Kiehl Minnelusa unit. SPE/DOE 24144. 1992.

7. *Clark SR, Pitts MJ, Smith SM*. Design and application of an alkalinesurfactant-polymer recovery system to the west Kiehl field. SPE Adv Technol Ser 1993;1(1):172-9.

8. *Pitts MJ, Dowling P, Wyatt K, Surkalo H, Adams C*. Alkalinesurfactantepolymer flood of the tanner field. SPE 100004, presented at the SPE/DOE symposium on improved oil recovery in Tulsa, Oklahoma. 2006.

9. *French T*. Evaluation of the Sho-Vel-Tum alkali-surfactant-polymer (ASP) oil recovery project. DOE/SW/45030e1. Tulsa, OK, USA: U.S. Department of Energy; 1999.

10. *Li JX, Liu Y, Wu D, Meng XC, Zhao FL*. The synergistic effect of alkaline, surfactant and polymer on the emulsification and destabilization of oil-inwater crude oil emulsion produced by alkaline-surfactant-polymer flooding. Soc Pet Eng J 2013;31:399e407.

11. *Raney K, Ayirala S, Chin R, Verbeek P*. Surface and subsurface requirements for successful implementation of offshore chemical enhanced oil recovery. Soc Pet Eng J 2012;27:294-305.

12. *Rai K, Johns T, Lake LW, Delshad M*. Oil-recovery predictions for surfactant polymer flooding. SPE 124001. 2009.

13. *Pingping S, Jialu W, Shiyi Y, Taixian Z, Xu J*. Study of enhanced-oil-recovery mechanism of alkali/surfactant/polymer flooding in porous media from experiments. Soc Pet Eng J 2009;14(2):237-44.

УДК 622.276

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОСТИЖЕНИЯ ПРОЕКТНОГО КИН
ПЛАСТА Б2 ГРАЖДАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
РАСЧЕТНЫМИ МЕТОДАМИ**

А.М. Брусничкин, Т.И. Кузнецова

*СамГТУ, Самара, Россия,
albrusnichkin@gmail.com*

В административном отношении Гражданское месторождение нефти расположено на границе Безенчукского и Красноармейского районов Самарской области, в 50 км к юго-западу от областного центра г. Самары. Месторождение многопластовое, но основным объектом являются терригенные отложения бобриковского (Б2) горизонта. Разработка началась с 1968 года 8 разбуренными скважинами. С целью совершенствования разработки с 1988 года началось уплотнение сетки скважин, путем перевода 12 скважин с нижележащих горизонтов.

В связи с хорошей связью с законтурной зоной закачка не предусматривалась. На рис.1 показаны характеристики вытеснения 8 скважин. Они характеризуют процесс обводнения скважин в зависимости от накопленной добычи нефти. Раннее обводнение скважин, а также их высокая продуктивность позволяют сделать вывод о том, что выработка запасов пласта Б2 проходила в условиях реализации упруго-водонопорного режима при наличии устойчивой гидродинамической связи нефтяной части залежи с законтурной водоносной областью. Это доказывает, что действительно нет необходимости применять систему заводнения.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

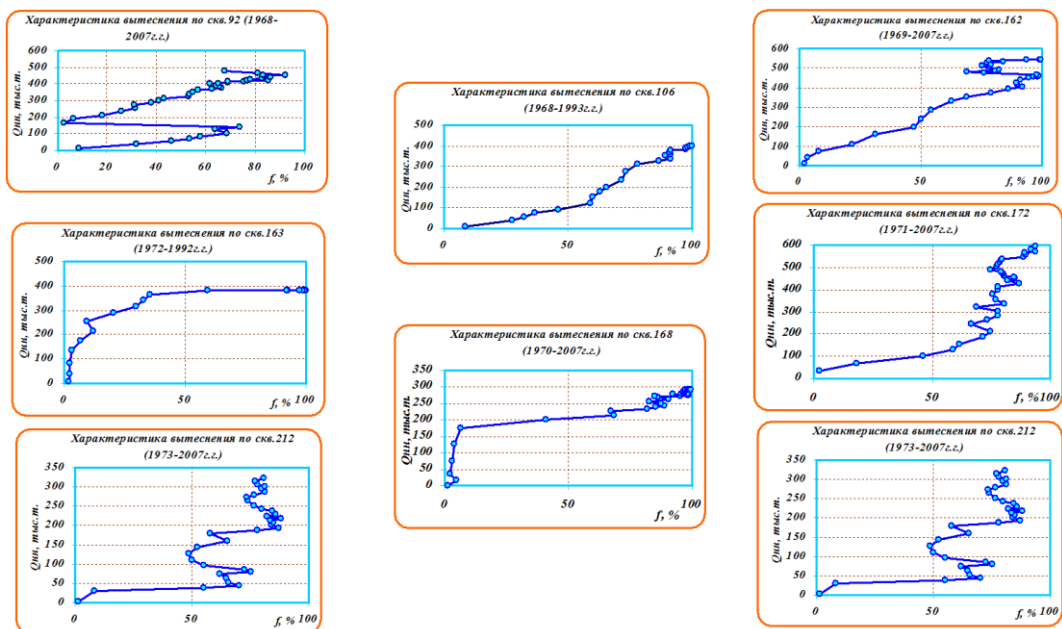


Рис. 1. Характеристики вытеснения скважин.

За период 1997-2004г, на пласт Б2 были переведены 12 обводнившихся скважин с ниже залегающих пластов. Практически все скважины быстро обводнились, поэтому по ним наблюдалась невысокая накопленная добыча нефти. В период с 2008 по 2012г.г. на объект были также переведены с нижележащих горизонтов еще 7 добывающих скважин, которые также вступили в эксплуатацию с высоким содержанием попутной воды в добываемой продукции (90-99%).

Залежь пласта Б2 условно можно разделить на две области добывающих скважин - восточная часть и южная. Причем давление в восточной части по всем добывающим скважинам находится на уровне начального, а в южной части месторождения пластовое давление составляет порядка 16-10 МПа. Данные по изменению пластового давления и стабильная продуктивность скважин на протяжении более, чем 30 лет, позволяют охарактеризовать режим разработки залежи, как упруго-водонапорный с активной связью нефтяной части залежи с законтурной областью питания.

Сложившаяся в настоящее время система разработки определяется, как достаточно эффективная. Соотношение степени выработки запасов и текущей обводненности свидетельствует о благоприятном процессе вытеснения в зоне отбора [1].

Тем не менее, задача данной статьи состоит в том, чтобы с помощью известных расчетных методов определить достижение проектного КИН по пласту Б2.

Для прогнозирования конечного коэффициента нефтеотдачи в настоящее время широко используются статистические модели, созданные в 70-80годах.

Зная влияние геолого-физических и технологических факторов на эффективность заводнения нефтяных залежей можно уже на ранней стадии изучения нефтяного месторождения осуществить прогноз КИН по специальным статистическим моделям, полученным методом многофакторного корреляционного анализа.

В данной статье использовались наиболее известные модели для терригенного пласта - по статистической зависимости Кожакина Г.С., Гомзикова В.К-Молотовой Н.А., и АНИ. КИН по методу Кожакина определялся по формуле 1.

$$\eta = 0,507 - 0,1671\mu_0 + 0,02751lgK - 0,05W_k + 0,0018h + 0,071k_n - 0,000855S, \quad (1)$$

где η – коэффициент извлечения нефти; μ_0 – вязкость (отношение вязкости пластовой нефти μ_n к вязкости пластовой воды μ_v); K – проницаемость; W_k – коэффициент вариации проницаемости; h – средняя нефтенасыщенная толщина; k_n – коэффициент песчаности; S – плотность сетки скважин.

В результате расчета, было получено значение коэффициента извлечения нефти, равное 0,488. Чтобы убедиться в правильности решения по данной методике, произведем расчет еще по двум методикам:

По статистической зависимости Гомзикова-Молотовой (2) был получен результат КИН -0,548.

$$\eta = 0,195 - 0,0078\mu_0 + 0,0821lgK + 0,00146t - 0,0054Q_{вн.з.} + 0,0039h + 0,18k_n + 0,27\beta_n - 0,000855S, \quad (2)$$

где t – пластовая температура; $Q_{вн.з.}$ – соответствует отношению балансовых запасов водонефтяной зоны к запасам всей залежи; β_n – нефтенасыщенность.

По статистической зависимости АНИ рассчитанный КИН составил 0,467.

$$\eta = 0,11403 - 0,1355lg\mu_n + 0,2719lg(K \cdot 1000) - 1,538m - 0,00115h + 0,25569(1 - \beta_n), \quad (3)$$

где m – пористость [2].

Проектное значение КИН по пласту Б2 равно 0,601. Таким образом, в результате расчетов прогнозные значения по всем трем статистическим моделям значительно ниже заданного проектного. Возможно, это связано с

тем, что в настоящее время применяются более технологичные методы повышения нефтеотдачи, такие как форсированные отборы, кислотно-поверхностные активные составы (КПАС), эмульсионные системы и т.д.

Далее проведем расчет, для определения достижения проектного КИН по характеристикам вытеснения. Это эмпирическая зависимость накопленной добычи нефти - накопленный отбор жидкости. Она отражает реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой. Характеристики вытеснения позволяют судить об эффективности выработки запасов нефти при заводнении объектов разработки. Надежность количественных оценок пластов по характеристикам вытеснения зависит от достоверности представления данных по добыче жидкости и нефти в пластовых условиях.

Для определения количественной эффективности гидродинамических методов увеличения текущей и конечной нефтеотдачи могут использоваться различные характеристики вытеснения, такие как:

$$1. \frac{Q_{ж}}{Q_{н}} = A + B Q_{в} \quad (\text{предложена Назаровым С.Н. и Сипачевым Н.В.})$$

$$2. Q_{н} = A + \frac{B}{Q_{ж}} \quad (\text{предложена Камбаровым Г.С. и др.})$$

$$3. Q_{н} = A + B \ln Q_{ж} \quad (\text{предложена Сазоновым Б.Ф.}) \text{ и другие, где:}$$

$Q_{н}$, $Q_{в}$, $Q_{ж}$ - накопленная с начала разработки добыча нефти, воды, жидкости соответственно, $q_{н}$, $q_{в}$, $q_{ж}$ - годовая добыча нефти. A , B , - коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных [3].

Для определения проектного КИН по пласту Б2, проведем расчет до обводненности продукции 98%, согласно проектным документам на разработку месторождения, по методике Камбарова Г.С. (Табл.1) с целью определения достижения проектного коэффициента нефтеотдачи.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1

Расчет прогнозируемого КИН по методике Камбарова Г.С.

Прогноз, годы разраб.	Добыча нефти, тыс. т		Добыча попутной воды, тыс. т		Добыча жидкости, тыс. т		Обводнённость продукции, %	Текущий коэффициент извлечения нефти
	За год	Накопл.	За год	Накопл.	За год	Накопл.		
2017	48,8	3707,9	71,2	15069,2	771,1	18777,0	93,5	0,508
2018	45,1	3756,6	669,4	15738,6	771,1	19548,2	93,9	0,515
2019	41,8	3801,6	624,3	16362,9	771,1	20319,3	94,3	0,521
2020	38,8	3843,4	582,5	16945,5	771,1	21090,6	94,7	0,527
2021	26,2	3882,3	543,7	17489,2	771,1	21869,6	95,0	0,532
2022	33,8	3918,5	507,5	17996,7	771,1	22632,7	95,3	0,537
2023	31,6	3952,3	473,7	18470,4	771,1	23403,8	95,6	0,541
2024	29,7	3983,9	442,1	18912,5	771,1	24175,0	95,9	0,546
2025	27,9	4013,6	412,4	19324,9	771,1	24946,1	96,1	0,550
2026	26,3	4041,5	384,5	19709,4	771,1	25717,3	96,3	0,553
2027	24,8	4067,8	358,2	20067,6	771,1	26488,4	96,5	0,557
2028	23,4	4092,6	333,4	20401,0	771,1	27259,6	96,7	0,561
2029	22,2	4116,0	310,0	20710,9	771,1	28030,7	96,9	0,564
2030	21,0	4138,2	287,8	20988,8	771,1	28801,9	97,1	0,567
2031	20,0	4159,2	266,8	21265,5	771,1	29573,0	97,2	0,570
2032	19,0	4179,2	246,8	21512,3	771,1	30344,1	97,4	0,572
2033	18,2	4198,1	227,9	21740,2	771,1	31115,3	97,5	0,575
2034	17,2	4216,2	209,9	21950,0	771,1	31886,4	97,7	0,577
2035	16,4	4233,4	192,6	21473,2	771,1	32657,6	97,8	0,580
2036	16,7	4249,8	176,2	22318,8	771,1	33428,7	97,9	0,582
2037	14,5	4265,4	160,5	22479,4	771,1	34199,8	98,0	0,584

Как видно из расчетных данных, при обводнённости 98 % значение прогнозируемого КИН 0,584 при проектном 0,601, то есть проектный КИН также не достигается.

Возможное не достижение проектного КИН по пласту Б2 также подтверждает и характеристика зависимости КИН от годовых темпов промывки пласта (рис.2). Годовые темпы промывки – это отношение годовых отборов жидкости в пластовых условиях к начальным балансовым запасам в пластовых условиях.

$$\Delta \tau = \frac{Q_{ж}^{пл.у}}{Q_{бал.}^{пл.у}} \quad (4)$$

Особенностью этой характеристики является то, что на завершающей стадии разработки линия годового темпа разработки стремится к пересечению с осью КИН, отсекая на этой оси значение ожидаемой нефтеотдачи [4].

Кроме того, начало резкого снижения годового темпа промывки и пересечение линии КИН соответствует началу четвертой стадии разработки. На графике наблюдается первоначально резкий спад годового темпа промывки в районе КИН 0,400, что связано с кризисом в нефтяной промышленности в 90-е годы. Однако, начиная с 2000 годов, наблюдается рост из-за активно проводимых геолого-технических мероприятий (ГТМ). В настоящее время разработка только пересекла линию, определяющую начало 4 завершающей стадии. Тем не менее, на графике выделяется период разработки с крайне низкой годовой добычей нефти.

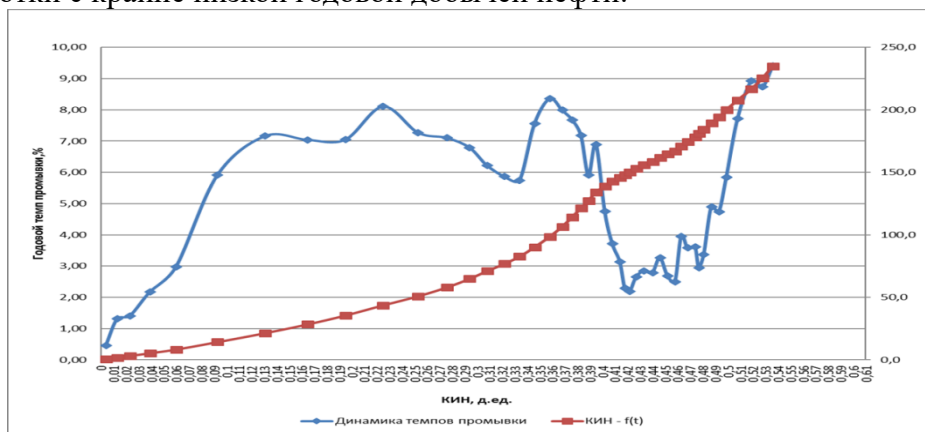


Рис.2. Темпы промывки пласта.

Итак, по результатам всех расчетов мы видим, что проектное значение КИН не достигается ни по одной из расчетных методик.

С целью ответа на этот вопрос была построена карта остаточных нефтенасыщенных толщин (рис.3). Замечаем, что в юго-западной части пласта самые большие остаточные нефтенасыщенные толщины, которые эксплуатируются в настоящее время всего одной скважиной. По-видимому, именно в этом и заключается ответ на поставленный вопрос: КИН не достигается из-за неполного охвата пласта разработкой.



*Рис. 3. Карта остаточных нефтенасыщенных толщин пласта Б2
Гражданского месторождения.*

Выработка запасов нефти по пласту на данный момент недостаточно эффективна, достижение утвержденных коэффициентов нефтеотдачи по объекту без специальных мероприятий выглядит проблематичным, т.к. зоны максимальных остаточных нефтенасыщенных толщин сосредоточены вне зон, дренируемых действующим фондом скважин.

Таким образом, по всем приведенным расчетам проектный КИН не достигается. В связи с этим, для повышения эффективности и сокращения сроков разработки пласта Б2 помимо оптимизации работы скважин существующего фонда необходим ввод новых скважин, либо бурение боковых стволов в зоны, не вовлеченные в активную разработку.

Библиографический список:

1. «Технологическая схема разработки Гражданского нефтяного месторождения Самарской области», ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ», Самара, 2015.
2. *Сазонов Б.Ф., Пономарев А.Г., Немков А.С.* Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений [Текст]/ Сазонов Б.Ф. //– Самара: «Книга». 2008. – 352 с.
3. *Андреева, Н.Н.* Проблемы проектирования, разработки и эксплуатации мелких нефтяных месторождений [Текст]/ Н.Н. Андреева //– М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2003. –196 с.
4. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. [Текст]/ Муслимов Р.Х // – Казань.: Академия наук, 2014.–798 с.

УДК 661.185

**РЕЗУЛЬТАТЫ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА
ПОВЕРХНОСТНОЙ АКТИВНОСТИ ОЧИЩЕННЫХ И
НЕОЧИЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ СУЛЬФОНАТОВ, ПОЛУЧЕННЫХ
ИЗ НИЗКОКАЧЕСТВЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

М.В. Жидкова

**ФГБОУ ВО «СамГТУ»,
г. Самара, Россия,
maryjidkova@mail.ru**

Одной из важнейших задач топливно-энергетического комплекса Российской Федерации является повышение коэффициента извлечения нефти и уровня добычи углеводородных ресурсов [1, 2]. Возможное решение данной задачи – разработка новых и совершенствование существующих методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, в первую очередь, в осложненных геолого-физических условиях (высокая обводненность, неоднородность пластов, низкая проницаемость, высокая вязкость нефти и т.д.).

Большая часть существующих методов воздействия на пласт основывается на применении различной химических реагентах: поверхностно-активных веществ, полимеров, органических и неорганических кислот, углеводородных растворителей, солей и т.д.,

направленных на сохранение, восстановление и улучшения фильтрационно-емкостных свойств коллектора, сохранении работоспособности оборудования, облегчения технологических операций и т.д. [3].

В нефтяной отрасли наиболее часто используются анионные поверхностно-активные вещества (АПАВ). АПАВ условно можно подразделить на синтетические ПАВ и нефтяные сульфонаты. Промышленно производимые синтетические АПАВ (внутренние олефинсульфонаты, алкилсульфонаты, алкилбензолсульфонаты и т.д.) являются высокоэффективными реагентами, но их производство многостадийно, а для создания высокоэффективных композиций, адаптированных под геолого-физические условия конкретного месторождения, зачастую требуется два и более синтетических ПАВ с различной молекулярной массой [4]. Другой тип АПАВ - алкиларилсульфонаты, получаемые сульфированием углеводородного сырья [5]. Нефтяные сульфонаты (НС), по сравнению с синтетическими ПАВ, обладают более низкой стоимостью и широким молекулярно-массовым распределением, что является важным условием для повышения совместимости реагентов с минерализованной пластовой водой и нефтью.

Процесс выделения (концентрирования) ПАВ является достаточно затратным, требует отделения несulfированных масел, воды и неорганических солей, что существенно повышает себестоимость полученного ПАВ. Если использование очищенного ПАВ в процессах интенсификации добычи нефти оправдано, поскольку объемы потребления АПАВ существенно ниже, то для методов химического заводнения пластов требуются ПАВ минимальной стоимостью.

Таким образом, представляется интерес провести сравнительный анализ выделенных и неочищенных образцов нефтяных сульфонатов с целью сопоставления их поверхностных свойств. В настоящей работе представлены результаты исследования поверхностной активности очищенных и неочищенных НС.

НС были синтезированы из экстрактов селективной очистки масел, компонентный состав исходного сырья и полученных продуктов представлены в работе [6].

Синтез НС проходил по двум стадиям: сульфирование и нейтрализация. Нейтрализованный НС высушивали до постоянной массы. Количество воды определяли по потере массы навески НС при нагревании и выдержке при 105°C. Высушенный образец растворяли в хлороформе, фильтровали для отделения неорганических солей, выпаривали растворитель и высушивали до постоянной массы. Несульфированные

масла выделяли с использованием хроматографической колонки, заполненной силикагелем АСК, содержащим по массе 15 % воды. Высушенный и обессоленный образец растворяли в водном растворе изопропилового спирта и экстрагировали масла петролевым эфиром.

Таким образом, получены два вида НС: выделенный (концентрация активного вещества - 100%), и нейтрализованный (концентрация активного вещества – 32,8%).

Межфазное натяжение очищенных и неочищенных образцов измеряли методом вращающейся капли на видеотензиометре Spinning Drop Video Tensiometer (Data Physics, SVT-15N) при достижении равновесия системы при постоянной скорости вращения и температуре 23 °С. В качестве углеводородной среды использован керосин по ГОСТ 10227-86, ПАВ растворяли в дистиллированной воде по ГОСТ 6709-72.

Межфазное натяжение и критическая концентрация мицеллообразования очищенных и неочищенных образцов представлены на рисунке 1.

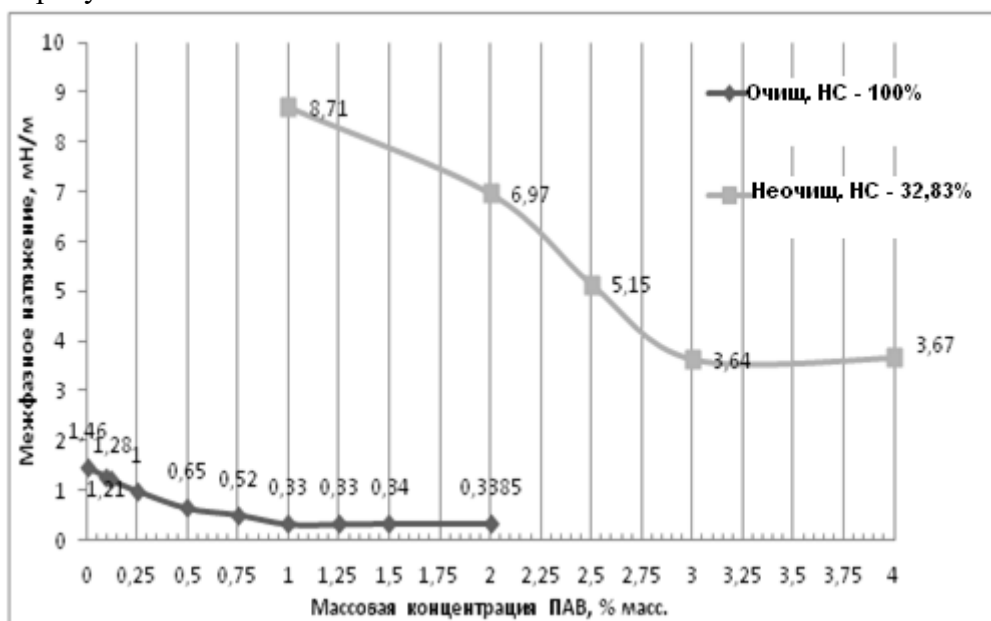


Рис. 1 - Зависимость межфазного натяжения (мН/м) от массовой концентрации очищенного и неочищенного нефтяных сульфатов

Как видно из представленных данных критическая концентрация мицеллообразования (ККМ) очищенного образца составляет 1%, неочищенного – 3,64% (разница в ККМ примерно 3 раза), что сопоставимо с содержанием активного вещества в очищенном и неочищенном образце.

Однако значение межфазного натяжения образцов в точке ККМ отличается почти в 10 раз. Наличие в исходном сульфированном и нейтрализованном экстракте несульфированных углеводородов и неорганических солей резко снижает поверхностные свойства на границе с водой.

На следующем этапе запланировано проведение фильтрационных испытаний на насыпной модели керна с целью сопоставления нефтевытесняющих свойств очищенных и неочищенных образцов нефтяных сульфонатов.

Библиографический список:

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года [Утвержден распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г.] // 2009. – № 1715.

2. *Крянев Д.Ю., Жданов С.А.* Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов в России и за рубежом. Опыт и перспективы // Бурение и нефть. – 2011. – № 02. – С. 22 – 26.

3. *Malcolm A. Kelland.* Production Chemicals for the Oil and Gas Industry, Second Edition. – USA, CRC Press, 2014. – 454 p.

4. *Larry W. Lake, Russell Johns, Bill Rossen & Gary Pope.* Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. – Society of Petroleum Engineers, 2014. – 496 p.

5. *Fang Yu, Wei-yu Fan, Shui-ping Li, Guo-zhi Nan, Xiang-hui Chen, Youzhi Duan.* Study on Synthesis and Applied Performance of Petroleum Sulfonate for Enhanced Oil Recovery // Journal of Dispersion Science and Technology. – 2008. – Vol. 29. – P. 975 – 984.

6. *Коновалов В.В., Склюев П.В., Городнов В.П., Бабицкая К.И., Жидкова М.В.* Компонентный состав и поверхностная активность нефтяных сульфонатов из экстрактов селективной очистки масляных дистиллятов // Научно-технический и производственный журнал. Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С.122-126.

**ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ
СЛОЕВ
ОТСТОЙНИКОВ НЕФТИ**

И.Н. Карпенко, В.В. Коновалов, П.В. Рукина.

*«Самарский государственный технический университет»,
г. Самара, Россия
konovalov-samgtu@yandex.ru*

Основопологающим фактором, определяющим эффективность процесса подготовки товарных нефтей на промысле, является образование и накопление промежуточного слоя в аппаратах обезвоживания. При достижении определенной концентрации стабилизаторов эмульсии в промежуточном слое наблюдается снижение эффективности подготовки нефти [1], а для ее восстановления требуется применение технологии переработки промежуточного слоя, исключающей его рецикл.

К настоящему моменту предложено большое число различных способов переработки промежуточных слоев, среди которых наибольшее распространение получили термохимические методы [1-3], промывка слабоминерализованной водой [2], обработка углеводородными растворителями [5,6] и центрифугирование [1]. В виду неоднородности компонентного состава промежуточного слоя, который зависит от физико-химических свойств продукции скважин, аппаратурного оформления и технологии подготовки нефти, используют различные комбинации перечисленных выше методов.

Проблеме влияния углеводородных стабилизаторов водонефтяных эмульсий на процесс обезвоживания посвящено множество статей и глав в научной литературе [1-4]. Общими закономерностями состава промежуточных слоев является высокие концентрации асфальтенов и механических примесей по сравнению с исходной нефтью, которые являются одними из сильнейших стабилизаторов водонефтяной эмульсии, поэтому их удаление из нефтяной фазы промежуточного слоя позволяет повысить эффективность процессов обезвоживания нефти. К настоящему моменту известны способы выделения асфальтенов из нефтяной фазы с использованием углеводородов алканового ряда. Таким образом, одним из возможных методов переработки промежуточных слоев является использование растворителей, которые позволяют осадить асфальтены из углеводородной фазы промежуточного слоя, с последующим центрифугированием образующегося осадка.

В настоящей работе предложена технология переработки промежуточных слоев с использованием предельных углеводородных растворителей и метода центрифугирования, а также проведена оценка влияния стадии выделения на эффективность процессов обезвоживания нефти.

В качестве объекта исследования выбран промежуточный слой, отобранный с глубины 6 метров сырьевых резервуаров установки подготовки нефти. Содержание водной фазы в промежуточном слое составило 50 %. Углеводородная фаза характеризуется следующими физико-химическими свойствами: плотность 913 кг/м³, вязкость 135 сПз, содержание силикагелевых смол 19,85 %, асфальтенов 3,79 %, парафинов 7,5 %, серы 4,7 %, а водная фаза: минерализацией 219 г/л и плотностью 1161 кг/м³. Содержание механических примесей в промежуточном слое составило 0,2 % масс.

В качестве растворителя использовали широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ) с блока стабилизации нефти, со следующими характеристиками: внешний вид - бесцветная, прозрачная, легколетучая жидкость; сумма углеводородов (% масс.) C1-C2 – 4,5, C3 – 16,4, C4-C5 – 41,4; сумма углеводородов C6 – 37,7.

Изучение влияния ШФЛУ на эффективность выделения тяжелого осадка выполняли следующим образом: к нефтяной фазе промежуточного слоя добавляли от 1 до 6 объемов ШФЛУ, далее пробу центрифугировали, а отделенный осадок взвешивали. Наибольшая масса выделенного осадка была получена при соотношении от 4 до 5 объемов растворителя к объему углеводородной составляющей промежуточного слоя. При изучении структурно-группового и элементного состава отделенного осадка было установлено, что концентрации асфальтенов и механических примесей значительно возросли по сравнению с исходной нефтяной фазой. Предложенная комбинация методов позволяет выделить более 82 % асфальтенов и 94% механических примесей от исходного содержания в углеводородной фазе промежуточного слоя.

Элементный анализ отделенного центрифугированием осадка с использованием рентгенофлуоресцентного энергодисперсионного анализатора Shimadzu EDX-800 HS по методу внутреннего стандарта показал, что выделенный осадок содержит достаточно высокую концентрацию ванадия - 0,4 % масс., что сопоставимо с его содержанием в рудах 0,12÷0,68% [7].

На следующем этапе исследовали влияние тяжелых углеводородов и механических примесей на процесс обезвоживания. Для этого исследуемую углеводородную составляющую разделили на две части и

добавили по четыре с половиной объема ШФЛУ к каждой пробе. Из первой пробы методом центрифугирования был извлечен осадок, из второй пробы осадок не удаляли. Далее нагреванием при слабом перемешивании из проб испарили ШФЛУ. Динамику разрушения эмульсии и остаточное содержание воды в нефти выполняли с использованием бутылочного теста «Bottle Test». Оценка эффективности обезвоживания проводилась в присутствии деэмульгатора. В качестве деэмульгатора использовался промышленный реагент - блоксополимер оксида пропилена с оксидом этилена в ароматическом растворителе. Его концентрация в эмульсии составила 25 г/т. Было выявлено, что степень обезвоживания возросла в два раза при прочих равных условиях после извлечения тяжелых компонентов, состоящих преимущественно из асфальтенов и механических примесей.

На основе экспериментальных исследований предложена технология переработки промежуточных слоев, направленная на снижение концентрации асфальтенов и механических примесей в нефтяной фазе промежуточного слоя. Технология предусматривает вывод промежуточного слоя в отдельную емкость с предварительным подогревом для удаления основного количества водной фазы. Отделенная вода поступает на подготовку в отстойник воды, а нефтяная фаза промежуточного слоя направляется в емкость смешения с предельным растворителем. После смешения нефтяная фаза совместно с растворителем поступает на центрифугу, где происходит отделение тяжелого остатка. Углеводородная фаза с низким содержанием асфальтенов и механических примесей направляется в сырьевую емкость, а тяжелый осадок может быть использован для выделения металлов (ванадия).

Библиографический список:

1. Сахабутдинов Р.З., Губайдулин Ф.Р., Исмагилов И.Х., Космачева Т. Ф. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. - 324 с.
2. Тронов В.П. Системы нефтегазосбора и гидродинамика основных технологических процессов. - Казань: «ФЭН», 2002, - 512 с.
3. Черек А.М., Трейгер Л.М. Технологические аспекты управления процессом обезвоживания нефти в условиях накопления в отстойниках высокостабилизированных эмульсий промежуточных слоев. // Сборник научных трудов ОАО «Гипрвостокнефть». Самара. - 2008. - Вып. 66. С. 205-216.

4. *Трейгер Л.М.* Исследования состава промежуточных слоев, образующиеся при предварительном обезвоживании нефти. // Сборник научных трудов Государственный институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипростокнефть». Куйбышев. - 1984. С. 61-67

5. *Ибрагимов Н.Г. [и др.]* Способ обработки нефтяной эмульсии промежуточных слоев емкостного оборудования подготовки нефти и воды//Патент Российская Федерация (19) RU (11) 2386663 (13) С1; патентообладатель Открытое Акционерное Общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина; заявка 2009122679/03, заявлено 16.06.2009; опубл. 20.04.2010, Бюл. № 11. - 6 с.

6. *Ибрагимов Н.Г. [и др.]* Способ обработки нефтяной эмульсии промежуточных слоев емкостного оборудования подготовки нефти и воды//Патент Российская Федерация (19) RU (11) 2527953 (13) С1; патентообладатель Открытое Акционерное Общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина; заявка 2013149380/03, заявлено 07.11.2013; опубл. 10.09.2014, Бюл. № 25. - 7 с.

7. *Суханов А.А., Петрова Ю.Э.* Ресурсная база попутных компонентов тяжёлых нефтей России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. - Т.3. - №2.-11 с.

УДК 622.276

ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ МЕЛКИХ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПРИМЕРЕ ЗИМНИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Т.И. Кузнецова, Е.Э. Татарина, А.М. Брусничкин

*СамГТУ,
Самара, Россия,
tatarinova-samgtu@mail.ru*

Поскольку большинство крупных нефтяных месторождений нашей страны к настоящему времени находятся на третьей и четвертой стадиях разработки, все более актуальным становится освоение залежей ранее разведанных, но неразрабатываемых мелких месторождений [1,2]. Большая часть мелких месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции является: малопродуктивной, имеет трудноизвлекаемые

залежи, низкую продуктивность скважин, высокую неоднородность пластов, сложное или очень сложное строение, а содержащаяся в них нефть является высоковязкой и битуминозной.

Согласно новой классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов [3], к мелким относятся месторождения с величиной начальных извлекаемых запасов нефти от 1 до 5 млн. Залежи сложного строения характеризуются невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами либо тектонических нарушений. Залежи очень сложного строения характеризуются, как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. По новой классификации, битуминозной является нефть с плотностью более $0,895 \text{ г/см}^3$, высоковязкими является нефти с вязкостью в пластовых условиях от 30,1 до 200,0 МПа*с.

Кроме всего вышесказанного, в работе [4] отмечается, что мелкие малоэффективные, трудноизвлекаемые месторождения являются: многообъектными и обычно представлены несколькими нефтеносными этажами (в основном - турнейско-тульско-бобриковско-верейско-башкирскими). Залежи с такими параметрами имеют низкую проектную нефтеотдачу, их разработка крайне неэффективна, и с самого начала разработки, для них должны быть намечены следующие направления повышения эффективности разработки [4]:

1. При выделении эксплуатационных объектов: пласты должны быть представлены одним типом коллектора и иметь одинаковые фильтрационно-емкостные свойства; по проницаемости они не должны отличаться более чем в 2-3 раза; должны характеризоваться близкими физико-химическими свойствами нефти; объекты должны разделяться друг от друга пачкой непроницаемых пород толщиной 4-5 метров и более; недопустимо объединять пласты на искусственно водонапорном и естественном упруговодонапорном и водонапорном режиме.

2. При соблюдении порядка разбуривания объекта: разбуривание должно начинаться с пласта с основными запасами с центра; бурение проводить от известного к неизвестному; одновременно осваивать все пласты объекта, так как эффективная система разработки предполагает применение ОРЭ (одновременно-раздельная эксплуатация пластов).

3. При кустовом разбуривании месторождений: плотность сетки скважин должна определяться на основании зависимости КИН от плотности сетки скважин для различных геолого-физических условий (в

основном на карбонатных пластах 8-10 га/ скв, для терригенных 10-12 га/ скв).

4. При определении целесообразности применения заводнения: первоначально необходимо определить возможность разработки при естественных режимах; при отсутствии связи применять методы искусственного воздействия; в случае неэффективности заводнения, возможно применение третичных МУН, а при их нецелесообразности залежь законсервировать. Для карбонатных пластов эффективнее применять площадную систему заводнения, что обусловлено неоднородностью пластов. Для терригенных коллекторов сочетание 3 рядной блоковой с очаговым заводнением. Для разработки глинистых пластов использовать высокоминерализованные пластовые воды.

5. Для интенсификации их разработки нужно выдерживать правильное соотношение эксплуатационных и нагнетательных скважин 1:6, а к концу разработки 1:3. Также целесообразно эксплуатировать залежи при давлениях близких к начальному и применять новые методы повышения нефтеотдачи.

В качестве примера, в данной работе рассмотрены особенности освоения Зимницкого нефтяного месторождения, расположенного на северо-востоке Ульяновской области. Данное месторождение характеризуется сложным строением, является мелким и содержит битуминозную и высоковязкую нефть [5].

К настоящему времени промышленная нефтеносность на Зимницком месторождении установлена в отложениях: турнейского яруса (пласт В1), бобриковского (пласт Б2) и тульского (пласт Б0) горизонтов нижнего карбона, башкирского яруса (пласт А4) и верейского горизонта (пласты А3, А2, А1) среднего карбона.

Все залежи характеризуется высокой степенью геологической неоднородности пластов, которая проявляется в основном в сильной изменчивости количества и толщины нефтенасыщенных прослоев, невыдержанности коллекторских свойств по площади и разрезу. Коллектора пластов относятся к низкопроницаемым и нефть всех залежей высоковязкая. Важнейшие геолого-физические характеристики продуктивных пластов представлены в табл. 1 и 2 [5].

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов
А1, А2, А3, А4

Параметры	А1	А2	А3	А4
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	-886,2	-897,7	-912,2	-918,7
Тип залежи	Пластов литол. экран	Пластовая	Пластовая	Массивная
Тип коллектора	Изв.	Изв.	Изв.	Изв.
Коэффициент пористости, д. ед.	0,11	0,11	0,12	0,11
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	63	76	68	162
Коэффициент песчаности, д. ед.	0,14	0,31	0,383	0,579
Расчлененность	1,42	2,1	2,5	3,69
Вязкость нефти в пласт. усл., мПа с	102			102
Плотность нефти в пласт. усл., т/м ³	0,897			0,902
Содержание парафина в нефти, %	3,45			3,45

Таблица 2
Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Б0, Б2
и В1

Параметры	Б0	Б2	В1
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	-1191	-1200,4	-1224
Тип залежи	Пластовая	Пласт. литол. экран	Массив. литол. экран
Тип коллектора	Песч.	Песч.	Изв.
Коэффициент пористости, д. ед.	0,21	0,21	0,11
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	104	182	42
Коэффициент песчаности, д. ед.	0,249	0,203	0,858
Расчлененность	1,12	3,45	1,64
Вязкость нефти в пласт. усл., мПа с	163		
Плотность нефти в пласт. усл., т/м ³	0,937		
Содержание парафина в нефти, %	4		

Разработка Зимницкого месторождения началась в 1981 году вводом в эксплуатацию одной поисковой скважины на пласт А3. На протяжении первых 18 лет отборы на месторождении носили периодичный характер, добыча нефти осуществлялась двумя скважинами.

На сегодня на месторождении выделены четыре объекта разработки: 1) объект в верейском горизонте, пласты А3, А2, А1; 2) объект в

башкирском ярусе, пласт А4; 3) объект в тульско-бобриковском горизонте, пласты Б0, Б2 и 4) объект в турнейском ярусе, пласт В1.

По состоянию на 01.01.2017 г. на месторождении пробурено 12 поисково-разведочных и семь эксплуатационных скважин. Из них только четыре скважины находятся в действующем добывающем фонде, причем две из них находятся в совместной эксплуатации на несколько объектов, остальные скважины законсервированы и являются наблюдательными.

За весь период эксплуатации динамика отборов нефти и жидкости носила невыдержанный пикообразный характер, годовые уровни добычи нефти изменялись от 1,9 тыс.т (0,02 % от НИЗ) до 6,2 тыс.т (0,07 % от НИЗ), жидкости - от 3,4 тыс.т до 12,2 тыс.т. Добывающие скважины периодически останавливали, переводили в бездействующий фонд, затем вновь пускали в работу. Основными причинами перевода скважин в бездействующий фонд является обводнение добываемой продукции и отсутствие притока к забою скважин [5].

В настоящее время, не смотря на достаточно продолжительный период эксплуатации (1981 – 2016 гг.), месторождение находится в начальной стадии разработки. Разработка эксплуатационных объектов ведется единичными скважинами на естественном режиме крайне низкими темпами. Данная ситуация в основном связана с невыполнения рекомендаций проектного документа по бурению и вводу в эксплуатацию добывающих скважин на башкирский, тульско-бобриковский, турнейский объекты. Кроме того, на Зимницком месторождении до 2005 г. не проводились мероприятия по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи пластов. За период с 2006 по 2016 г.г в целом по месторождению, по добывающему фонду скважин, проведено в общей сложности всего семь геолого-технических мероприятий (ГТМ), которые сводились к дострелу и перестрелу нефтенасыщенных интервалов, соляно-кислотным обработкам и оптимизации режима работы скважин.

Учитывая специфику разработки залежей Зимницкого месторождения, к настоящему времени, по каждому объекту создана своя система разработки, фрагменты карт размещения пробуренных и проектных скважин для каждого из которых представлены на рис. 1-4.

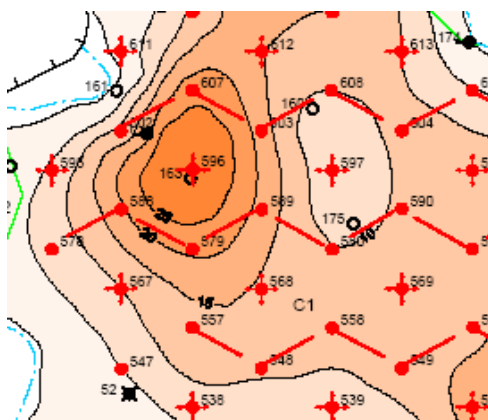


Рис. 1. Фрагмент карты размещения пробуренных и проектных скважин для объекта (пласт В1)

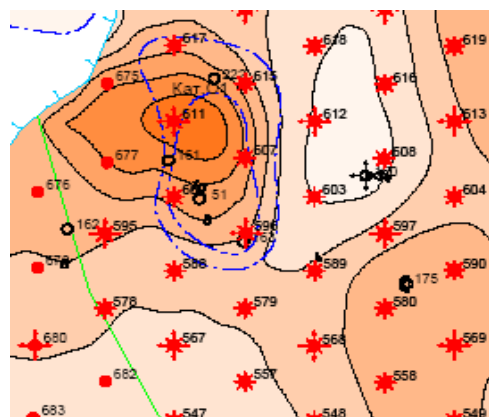


Рис. 2. Фрагмент карты размещения пробуренных и проектных скважин для объекта (пласты В0, В2)

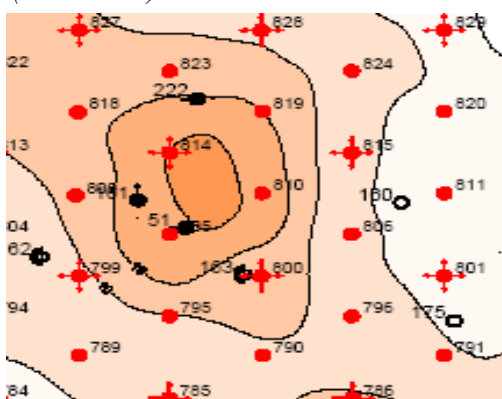


Рис. 3. Фрагмент карты размещения пробуренных и проектных скважин для объекта (пласт А4)

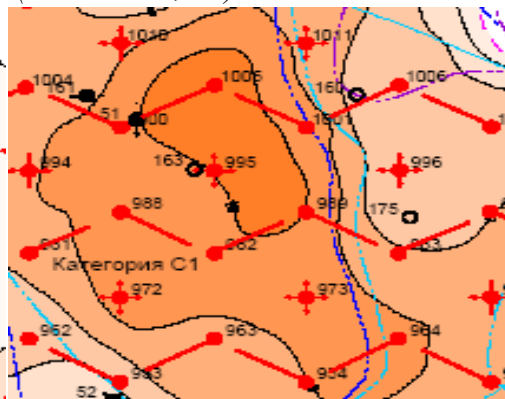


Рис. 4. Фрагмент карты размещения пробуренных и проектных скважин для объекта (пласты А1, А2, А3)

Для всех объектов из-за слабой гидродинамической связи пластов с законтурной областью проектируются системы поддержания пластового давления путем заводнения. Применяются равномерные треугольные сетки для размещения проектных скважин, как более плотные, чем квадратные. По всем эксплуатационным объектам принята обращенная семиточечная система с расстоянием между скважинами 400 м.

Кратко рассмотрим основные особенности систем разработки каждого из объектов, с учетом их геолого-физических характеристик (табл.1, 2).

Пласт В1. Бурение добывающих скважин на объекте ведется горизонтальными скважинами. В дальнейшем предусматривается внедрение физико-химических методов и технологий повышения КИН, таких как: по добывающему фонду – ПТОС (пароциклические обработки), ТСКО (термосолянокислотные обработки), БСКО (большеобъемная солянокислотная обработка), КВ (комплексное воздействие); по нагнетательному фонду – ВПП (выравнивание профиля притока).

Пласты Б0 и Б2. Предлагается разрабатывать пласты с применением ОРЭ (одновременно-раздельная эксплуатация пластов), по добывающим и нагнетательным скважинам. Кроме того, предусматриваются - ПТОС и закачка оторочек пара и холодной воды ИДТВ (импульсно-дозированная технология воздействия) в нагнетательные скважины.

Пласт А4. Бурение на объекте ведется наклонно-направленными скважинами. На данном объекте рекомендуется применить комплекс мероприятий аналогичный пластам А1, А2, А3.

Пласты А3, А2, А1. Бурение добывающих скважин на объекте ведется горизонтальными скважинами. На объекте предусматривается внедрение физико-химических методов и технологий повышения КИН: по добывающему фонду – ПТОС, ТСКО, БКО, КВ; по нагнетательному фонду – ВПП.

Таким образом, в работе рассмотрены основные характеристики продуктивных пластов и содержащейся в них нефти, мелких малоэффективных и трудноизвлекаемых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Приведены сведения из новой классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, а также указаны направления повышения эффективности разработки таких залежей. Реализация общих направлений повышения эффективности разработки мелких трудноизвлекаемых малопродуктивных залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в работе рассмотрена на примере Зимницкого нефтяного месторождения Ульяновской области. По указанному месторождению проанализирована разработка залежей и приведены сведения о планируемых мероприятиях для увеличения эффективности разработки и достижению проектного КИН.

Библиографический список:

1. *Персиянцев М.Н.* Добыча нефти в осложненных условиях. [Текст]/ Персиянцев М.Н. //– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2000. – 653 с.

2. *Андреева, Н.Н.* Проблемы проектирования, разработки и эксплуатации мелких нефтяных месторождений [Текст]/ Н.Н. Андреева //– М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2003. –196 с.

3. Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации. – М., 2016.

4. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. [Текст]/ Муслимов Р.Х // – Казань.: Академия наук, 2014.–798 с.

5. «Технологическая схема разработки Зимницкого нефтяного месторождения Ульяновской области», ОАО «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ», Самара, 2014.

УДК 553.98.

**ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЙ ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛОВ В
ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОДАХ С УТОЧНЕНИЕМ СОДЕРЖАНИЙ
КАЛИЯ И ЖЕЛЕЗА В ГИДРОСЛЮДАХ.**

А.В.Песков, И.А. Степанова

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия.*

Результаты количественного рентгеновского анализа глиносодержащих пород- содержания глинистых минералов корреляционно связаны с пористостью, проницаемостью, прочностью пород.

Глинистые минералы самые сложные объекты качественного и количественного анализов [1]. Связано это с большим разнообразием их политипных модификаций, структурными дефектами и значительными изоморфными примесями. Выделяют 4 основных группы глинистых минералов: каолинит, гидрослюда, хлорит, монтмориллонит. И каждая включает в зависимости от изоморфных замещений несколько разновидностей имеющих определенное название.

В настоящее время существует несколько методов рентгеновского количественного анализа: методы внутреннего и внешнего стандартов, безэталонные методы, методы разбавления и другие[3].

Самым точным и одновременно трудоемким является метод Ритвельда [4], включающий использование специальных программ обработки и длительной съемки рентгенограмм. В основе метода Ритвельда лежит сопоставление расчетных и экспериментальных значений интенсивности дифракционных отражений. Интенсивность измеряется в определенных точках дифрактограммы, получаемой при шаговом сканировании образца. Проблемой метода Ритвельда является построение функции формы пика. Эта функция подвергается изменению в зависимости от геометрии съемки и типа образца.

Метод внутреннего стандарта предполагает исследование образца с введенным в него эталоном. Для обработки результатов измерений в методе внутреннего стандарта используется система уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{I_1}{I_2} = \frac{K_1}{K_2} \cdot \frac{X_1}{X_2}, \\ \frac{I_{N-1}}{I_N} = \frac{K_{N-1}}{K_N} \cdot \frac{X_{N-1}}{X_N}, \\ \sum_1^N X_i = 1. \end{array} \right. \quad (1)$$

где X - концентрации определяемых фаз; I - интенсивности аналитических пиков определяемых фаз; K - пересчётные коэффициенты; N – количество фаз.

Измеряя отношение интенсивностей аналитических линий каждой фазы и фазы, принятой за стандартную, а также определяя постоянные коэффициенты на двойных смесях, по формулам (1) находят содержание всех минералов. Если в качестве внутреннего стандарта используется корунд, то для определения количества изучаемого минерала ориентируются на карточки образцов минерала из картотеки PDF, где корундовое число - отношение интенсивности самого сильного пика минерала к пику корунда.

Экспрессную оценку содержаний минералов в терригенной породе с глинистыми компонентами, возможно, проводить в 2 этапа. Пробу отмучивают и получают фракцию менее 5 микрон, в которой наряду с глинистыми минералами могут содержаться неглинистые компоненты.

Первым этапом проводят исследование неориентированных препаратов образцов для расчета содержаний неглинистых минералов: кварца, полевого шпата, кальцита, доломита. Подсчитывают общее содержание неглинистых минералов. Погрешность определения содержаний снижается при уменьшении числа неглинистых компонентов. Наиболее благоприятными являются образцы, содержащие из неглинистых минералов только кварц. Также расчет содержаний можно провести для глинистого компонента-каолинита, не обладающего изоморфными замещениями подобно другим глинистым минералам.

Корундовое число для каолинита достаточно стабильно и составляет 0,82[7]. Для кварца корундовое число для самого интенсивного пика 0.334 нм составляет 3,6 согласно карточкам PDF -000050490 и 000331161[6] и несколько ниже для карточки 010707344 имея значение 3.41, в исследовании [7]-4.7. Для более удобного в расчетах пика 0.426нм значение корундового числа в наших исследованиях составило 0.94, что близко к значению в работе [7], для карточки PDF 000331161-0.82, а для карточки PDF 000050490-1.26.

Далее подсчитывается общее содержание неглинистых компонентов в образце, и общее содержание глинистых минералов. Расчет предполагает отсутствие рентгеноаморфных составляющих, которые могут вносить погрешности содержаний.

2 этап предполагает исследование на ориентированных препаратах на базе методики Ю.С. Дьяконова в связи с тем, что базальные рефлексы глинистых минералов при такой съемке достаточно интенсивны. По этой методике по соотношению базальных рефлексов гидрослюд и хлоритов уточняются содержание калия и железа и приводятся пересчетные коэффициенты для ряда гидрослюд и хлоритов (таблица 1).

Для расчетов содержаний компонентов в методике Ю. С.

Дьяконова используется уравнение

$$I_j = \sum_{i=1}^n a_{ij} \beta_i c_i^I \quad (2)$$

Где I_j -интегральная интенсивность j пика
 i -номер кристаллической фазы в образце
 a_{ij} -отношение интенсивностей j пика к максимальному на дифрактограмме чистой i -той фазы

β_i – величина пропорциональная интенсивности максимального пика на дифрактограмме чистой i -ой фазы (пересчетный коэффициент для ряда глинистых минералов)

c_i^I -величина пропорциональная содержанию i -ой фазы в образце

Таблица 1

Значения пересчетного коэффициента β_i для гидрослюды и каолинита.

Значение пересчетного коэффициента β_i						
каолинит	Мусковит	Fe- мусковит	Серицит	Иллит	Fe-иллит	Глауконит
10.24	2.6	4.06	3.73	5.57	10.1	12.7

Однако для глинистых минералов имеющих примесь кварца определение интенсивности дифракционного максимума 003 гидрослюды осложняется наложенным самым сильным рефлексом кварца 0.334нм, а пик 004 гидрослюды очень мал и при подсчете его интенсивности возможны значительные погрешности. Поэтому реально определение разновидности гидрослюды с примесями кварца возможно по пикам 001 и 002.

Расчет содержаний в глинистых минералах при наличии гидрослюды и каолинита имеет меньше погрешностей, чем в случае 3-х компонентных образцов содержащих гидрослюду, каолинит и монтмориллонит. Проведение исследований значительно осложняется при наличии хлорита, отдельные пики которого накладываются на пики каолинита

При изменении содержания калия и железа в слюдах меняются соотношения относительных интенсивностей базальных рентгеновских пиков 001. В нашей работе определение формульного содержания калия и железа проводилось по методу наименьших квадратов. Производился расчет относительных интенсивностей рентгеновских пиков слюды состава $K_x[(Al, Mg)_{2-y} Fe_y](Si, Al)_4O_{10}(OH)_2$ при $x=0,5; 0,6; 0,65; 0,85; 0,9$; и при $y=0; 0,25; 0,5; 0,75; 1$; Сравнивая относительные интенсивности рентгеновских пиков экспериментальных дифрактограмм слюд и расчетные относительные интенсивности возможно установить содержание калия и железа в изучаемом образце.

Для расчета использовалась система линейных уравнений, полученная в [2]:

$$\begin{aligned}
 35,3x - 26,72y + F_1 K &= 61,74 \\
 33,36x + 25,42y + F_2 K &= 67,11 \\
 30,6x - 23,36y + F_3 K &= 117,68 \quad (3) \\
 -27,52x - 21,52y + F_4 K &= 6,84 \\
 -24,57x + 19,36y + F_5 K &= 87,59
 \end{aligned}$$

где k - неизвестная константа

F_i --структурный фактор

Структурный фактор и интенсивность аналитического пика связаны соотношением:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

$$F_i^2 = I_i / \Phi_i \quad (4)$$

I_i - относительная интенсивность пика с индексами 001

Φ_i - лоренц-поляризационный фактор

Результаты расчета приведены в таблицах 2-5.

Таблица 2

Значения отношения относительных интенсивностей слюды I_{002}/I_{001}

X \ Y	0	0,25	0,5	0,75	1
0,4	0,31137	0,186208	0,110718	0,064248	0,035512
0,5	0,319549	0,184081	0,105294	0,058426	0,03047
0,6	0,329287	0,181652	0,099324	0,052253	0,025348
0,65	0,334886	0,180303	0,09611	0,049033	0,022776
0,7	0,341073	0,178851	0,09273	0,045727	0,020211
0,8	0,35562	0,175585	0,085422	0,038865	0,015159
0,85	0,364247	0,173741	0,08147	0,035322	0,012709
0,9	0,374013	0,17173	0,077301	0,031716	0,010344

Таблица 3

Значения отношения относительных интенсивностей слюды I_{003}/I_{001}

X \ Y	0	0,25	0,5	0,75	1
0,5	0,573288	0,483085	0,419092	0,371654	0,335259
0,6	0,637529	0,52687	0,450577	0,395239	0,353507
0,65	0,675554	0,552139	0,468404	0,408399	0,36357
0,7	0,718467	0,580113	0,487864	0,422609	0,374343
0,85	0,887156	0,685045	0,558453	0,472877	0,411719
0,9	0,961799	0,729182	0,587099	0,49274	0,426188

Таблица 4

Значения отношения относительных интенсивностей слюды I_{004}/I_{001}

X \ Y	0	0,25	0,5	0,75	1
0,5	0,013173	0,015802	0,017981	0,019806	0,021351
0,6	0,020003	0,022323	0,024152	0,025628	0,026842
0,65	0,024517	0,026452	0,027939	0,029116	0,030071
0,8	0,044774	0,043811	0,04313	0,042622	0,042229
0,85	0,054764	0,05186	0,049863	0,048407	0,047299
0,9	0,067121	0,061463	0,057695	0,055009	0,053

Таблица 5
Значения отношения относительных интенсивностей слюды I_{005}/I_{001}

Y \ X	0	0,25	0,5	0,75	1
0,5	0,191689	0,130893	0,092077	0,066176	0,048298
0,6	0,237789	0,159104	0,1103	0,078438	0,056814
0,65	0,266196	0,176049	0,121038	0,085559	0,061704
0,8	0,382857	0,242658	0,161941	0,11205	0,079565
0,85	0,436458	0,271876	0,179297	0,123015	0,08682
0,9	0,500527	0,305816	0,199061	0,135322	0,094872

Решалась система уравнений 3 ,
где I_i -относительные интенсивности рентгеновских пиков,
полученные с экспериментальных дифрактограмм изучаемой слюды.

В векторной форме система запишется $AX=f$

Где А-матрица из коэффициентов x,y,k в левой части системы 3

f-5 ти компонентный вектор правой части системы 3

x-искомый вектор с компонентами x, y

Ее решение находится по методу наименьших квадратов

$$X=(A^* A)^{-1}A*f \quad (5)$$

Где *-знак транспорирования матриц,

-1-знак обращения матриц.

При исследовании чистых разновидностей гидрослюд воспользовавшись рассчитанными соотношениями базальных рефлексов 001 по таблицам 2-5, можно определить содержания К и Fe в гидрослюдах. Однако для гидрослюд в присутствии кварца возможно использовать таблицу 2 с соотношением базальных рефлексов I_{002}/I_{001} . Определив на искусственных смесях гидрослюда - каолинит пересчетные коэффициенты β_i можно проводить оценку содержаний минералов в природных глинистых породах. Возможно, рассчитать значения коэффициентов из рассчитанных структурных факторов из [5] или воспользоваться значениями β_i из [1].

По результатам рентгенографического исследования образца глины из карстовой пещеры в районе Сухая Утя Челябинской области были идентифицированы 3 минерала: кварц, каолинит, гидрослюда. По соотношению интенсивностей рефлексов 001 и 002 гидрослюда и [2] сделано заключение что гидрослюда представлена либо серицитом, либо иллитом. В первом случае ее содержание составило 58.3% , во втором- 52.4% (таблица 6). Образец этой глины, исследованный с внесением в пробу внутреннего эталона корунда (№3 исследование) показал, что в

породе с большей вероятностью присутствует иллит. По внутреннему стандарту были рассчитаны значения кварца-29% и каолинита -16%. Тогда отношение интенсивности рефлекса гидрослюда и ее содержание дают нам пересчетный коэффициент близкий к иллиту, а не серициту.

Таблица 6

Концентрации рассчитанных минералов в образце глины
Челябинской области

№ исследования	Концентрация минералов С, %			
	каолинит	гидрослюда		кварц
		серицит	иллит	
1	12.7	58.3		29
2	17.6		53.4	29
3	16	-	-	29

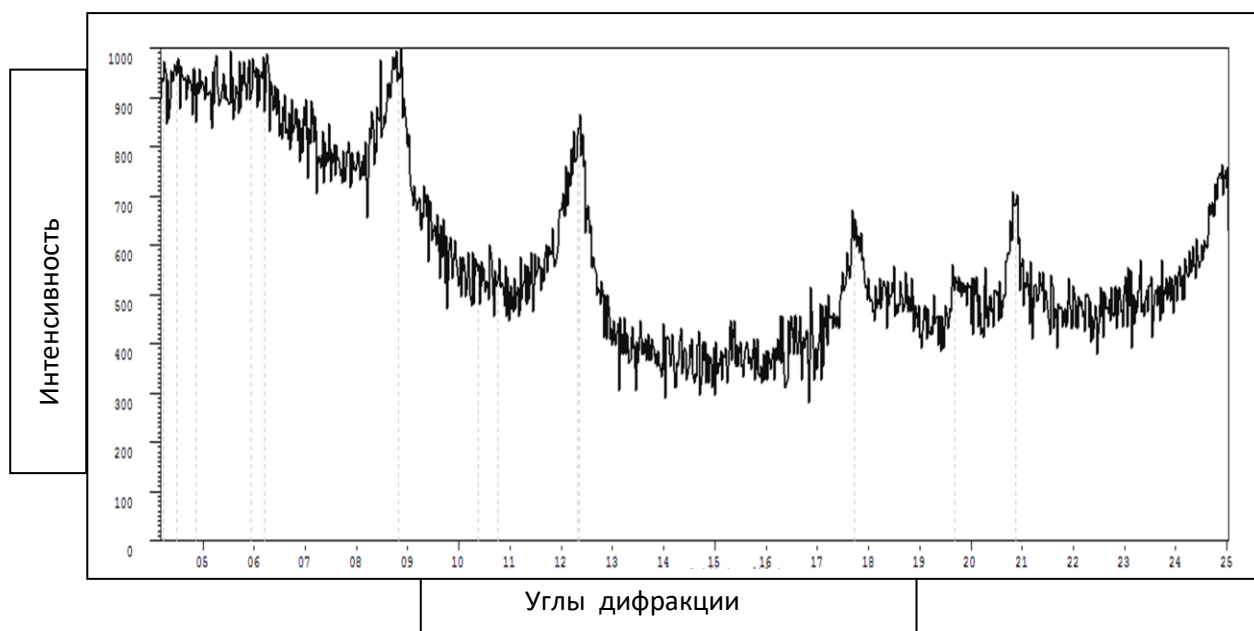


Рис 1. Дифрактограмма образца глиносодержащей породы
Челябинской области.

Также изучались 5 образцов мусковита ($x=1, y=0$) и были получены их дифрактограммы. Относительная погрешность в определении содержания К и Fe в изученных мусковитах составила до 8%, что связано и с проведением эксперимента-пробоподготовкой образца.

Таким образом, получены относительные интенсивности дифракционных максимумов слюды при разных содержаниях калия и железа, которые могут быть использованы для расчета содержаний минералов терригенных пород в практической работе петрофизических лабораторий. Приведена методика оценки содержаний минералов двух этапным способом. Произведены расчеты содержаний компонентов в глиносодержащей породе.

Библиографический список:

1. *Дьяконов Ю.С.* Полуколичественное рентгенографическое определение минералов глин. Методические указания. Всесоюзный научно-исследовательский институт минерального сырья (ВИМС) Москва, 1984.
2. *Дьяконов Ю. С.* Дифрактометрическое определение формульного содержания калия или железа в глинистых слюдах и хлоритах /Записки Российского минералогического общества, Часть 116, Выпуск 7, Год 1987.
3. *Зевин Л.С., Завьялова Л.Л.* Количественный рентгенографический фазовый анализ. М.: Недра, 1974. 183 с
4. *Кржижановская М.Г., Фирсова В.А., Бубнова Р.С.* Применение метода Ритвельда для решения задач порошковой дифрактометрии Учебное пособие, Санкт-Петербургский университет, 2016.
5. *Шлыков В.Г.* исследования грунтов. М.:Недра, 1991.
6. Порошковая дифракционная картотека объединенного комитета порошковых стандартов-PDF
7. Автоматизация рентгенографического количественного фазового анализа породообразующих минералов/Ю.А. Шванов, В.Н.Герасимов, Б.Л. Попов, К.Л. Слуцкий//Рентгенография минерального сырья и ее прикладное значение-М.:ВИМС,1984.-С.76-100

УДК 532.526.4,552.5,622.24.02,622.241

**ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ФИЗИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРИ
МОДЕЛИРОВАНИИ ЭТАПОВ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ЭВОЛЮЦИИ
ДЛЯ БУРЕНИЯ И РАЗРАБОТКИ СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФОРМУЛЫ А. ЭЙНШТЕЙНА**

В.И. Попков, А.М. Штеренберг, К.В. Пчела, Д.А. Горнов, А.С.
Осокин, Е.В. Митина, М.А. Ильичева, А.В. Попкова*

*ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, Россия,
popkovvi@samnipineft.ru
* СамГТУ, », г. Самара, Россия,*

Аннотация

Предложена геоинформационная структурно-аналитическая модель синергии геофизических ритмов геологической эволюции. На основе решения уравнения Дарси-Стокса для деформируемого эволюционно-топологического пространства представлено комплексированное решение для гидродинамической бассейновой модели диагенеза углеводородонасыщенных коллекторов. Предложено решение для модели глобальной гидродинамической аэрации генерализованного срединного Уральского хребта протерозойской эры до новоальпийского периода наших дней.

Ключевые слова: биполярная геология, сейсмическая эмиссия, релаксация

При геолого-гидродинамическом моделировании (ГДМ) стадийной геологии этапов бурения при проектировании разработки трудно извлекаемых запасов (ТРИЗ), геолого-технических мероприятий (ГТМ) при закачке пара, горячей воды, многостадийных гидроразрывов пласта (ГРП) и других синтетических коллекторов, ставится и решается интегрально обобщенная (энергетически пассионарная) задача геомеханики напряженно-деформируемого состояния (НДС) многофазной флюидодинамики с сопряженными краевыми и начальными условиями. При этом должны выполняться граничные условия по каждой вязкой фазе насыщения и вязкоупругих фаций в целом, а также начальные условия фазовых контактов упругих геологических формаций генезиса

углеводородов (УВ) и стадий катагенеза, рис. 1. Этим условиям, идеально удовлетворяет интегральное, энергетически сопряженное, решение типа Бесселя, предложенное в работах [4-10], (см. рис. 2), которое снимает структурную неопределенность в критических точках ГДМ. Геологические условия динамического моделирования были представлены в предыдущем докладе на геофизической секции Ашировских чтений 2016 [9], здесь остановимся на физических и технических условиях моделирования стадий геологической эволюции во времени согласно энергетическому интегральному закону А. Эйнштейна.

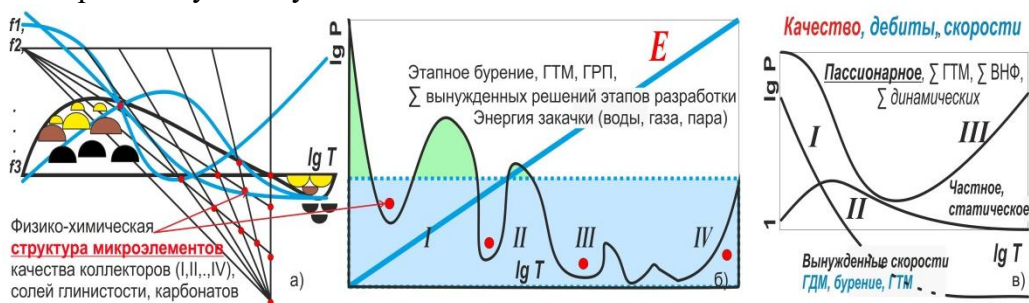


Рис. 1. Энергетический метод динамического моделирования стадийной геологии этапов бурения, разработки и развития коллекторов

При 3D современном стандартном моделировании сквозной блочной фильтрации представляется частное решение притока скважины вынужденного типа [1-3], без учета 4D деформации собственного пассивного решения поровой структуры. Тем не менее условно непроницаемые структуры уплотненного порового пространства занимают ~ 80% всего пространства времени геологического развития и физико-химической эволюции структуры фазовых превращений на стадиях генезиса и катагенеза УВ коллекторов. Точки вязкоупругого динамического сопряжения различных решений для коллекторов (см. рис. 1) и, соответственно, их прикладного качества отвечают за условия гетерогенно-фазового равновесия районирования нефте-, водонасыщенной системы УВ региона во времени (Σ кумулятивных физико-химических и геофизических импульсов по Эйлера на стадиях катагенеза УВ) и по пространству (согласно вязкости, по Дарси).

Предлагается стадийное, этапно-осредненное по времени энергетически интегральное сопряжение 4D пассивного решения по безразмерным критическим точкам геофизических полей – топологическим плоскостям современных стадий вещественного состояния горного пространства для циклично уплотненных собственных решений

деформируемой поровой структуры категенеза и, соответственно, изменения качества коллекторов и подвижности УВ, рис. 2).

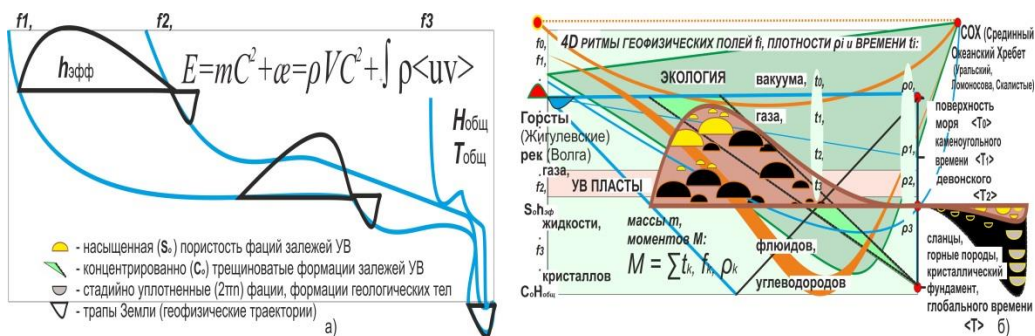


Рис. 2. Энергетически сопряженное состояние геофизической петромиграции, нефтенасыщения а) пассионарных решений геологической эволюции

б) многомасштабное фазово-гетерогенное равновесное состояние стадийного насыщения кристаллических пор и фазовых превращений

Представлены геолого-технические условия системного решения современных актуальных задач наук о Земле, как геомеханика комплексированной геофизики и, соответственно, геоинформатика ГДМ фазово-гетерогенного равновесного состояния превращений порового пространства. Представлены дополнительные исследования структурной динамики глубинных технологий с учетом стадийного уплотнения этапных моделей геологии бурения, разработки и адекватной эволюционной исторической адаптации нефтегазовых пластов. Приведены специальные геолого-технические условия динамических исследований и многомасштабного моделирования интегрально-аддитивных технологий ГТМ, этапов развития концентрации глинистости как терригенных, так и карбонатных коллекторов различной степени качества, как решений гиперболических уравнений и изменения проницаемости, проводимости динамически уплотненной структуры прогнозных вариантов разработки нефтегазоконденсатных месторождений. При этом используются аддитивные технологии динамического суммирования временной структуры пассионарного решения для моментов импульсов и градиентов давления, современных интегрированных поровых моделей и закона Дарси-Эйлера.

Научно обоснованы системные геолого-технические условия дополнительных исследований и построения динамической модели 4D(3X+t) геолого-гидродинамической исторической адаптации этапов

стадийной геологии разработки и прогнозных вариантов развития качества коллекторов различной степени уплотнения, проводимости и генезиса коллекторов нефтенасыщения терригенно-карбонатной концентрации разрушения формаций, сопряженной постседиментации и, соответственно, перенарезки коллекторов, рис. 2. Предлагаются энергетически сопряженные граничные условия решения задачи Коши для уравнений геофизического комплексирования параболических градиентов давления нефте-, водонасыщенного порового пространства (по Дарси) и геофизических импульсов гиперболической концентрации временных кумулятивных моментов деформации минерального скелета, микрочастиц солей глинистости, пыли (по Эйлеру), как карбонатной, так и терригенной при различной концентрации солей, влажности нефте-, водонасыщенных коллекторов. Решаются фундаментальные энергетически сопряженные уравнения (законов Эйнштейна, Ньютона, Эйлера и Дарси) гетерогенного равновесия вещественного состояния коллекторов масштабов зернистой пористости различного качества уплотнения с учетом многомасштабных динамических моментов уплотнения горной среды при исторической адаптации стадийной геологии и техногенных факторов ГТМ.

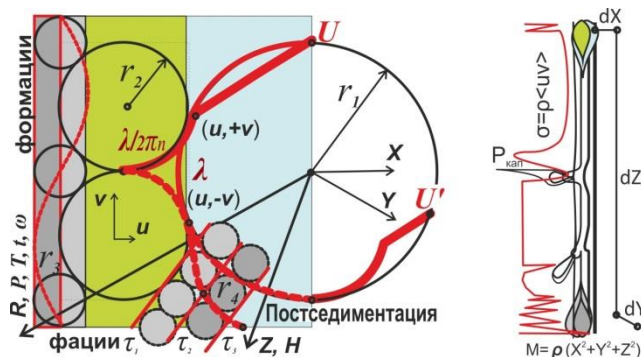


Рис. 3. 4D масштабное ранжирование классификации типов качества коллекторов различной зернистости и глинистости (а), динамических ОФП, ГДМ (б)

В аддитивном векторе осредненных объемно-временных условий гетерогенного равновесия фазового комплексирования движения $F = \exp - i(kx + \omega t)$ геофизические ритмы по закону Дарси представлены только вещественной частью ньютоновской вязкости порового состояния $\exp(-kx)$, где k – коэффициент проницаемости современной геологической стадии эволюции и этапов моделирования при условном $t = 0$. Геологическая эволюционная история горного осадконакопления стадийного уплотнения глинистости по глубине - интегрально упакована в

кумулятивной области $\sum \exp(-ifT)$ эволюционного времени T , где $f = 2\pi n\omega$ – геологические циклы эволюции порового пространства от диагенеза до высших степеней катагенеза и уплотнения осадков, продуктов разрушения, микрочастиц пыли и кристаллов. Вещественную часть порового состояния можно наблюдать в ограниченной области геофизических исследований ГИС (рис. 3, 4), потенциалах градиентов массопереноса. Однако большая часть состояний порового вещества, микрочастиц, геофизических полей не могут быть зарегистрированы современными стандартными приборами ГИС. Но они реально существуют, оставляют траектории движения различного состояния пассивного энергетического пространства времени в непрерывной сплошной среде 4D континуума и могут успешно регистрироваться совершенными геофизическими приборами. Все сказанное в полной мере относится к стадийному уплотнению солей глинистости во времени для глубинного пространства геологической эволюции осадконакопления и порового генезиса коллекторов гетерогенного равновесия водо-, нефтегазонасыщения многомасштабного комплексированного геологического времени.

Актуальность задачи геоинформационных технологий геогидродинамического моделирования заключается в том, как вещественной частью градиентов по пространству (по Дарси) описать гетерогенное равновесие комплексированных многофазовых геофизических ритмов флюидов различной вязкости, жесткости и упругости горных пород, этапов бурения и конструкций скважин.

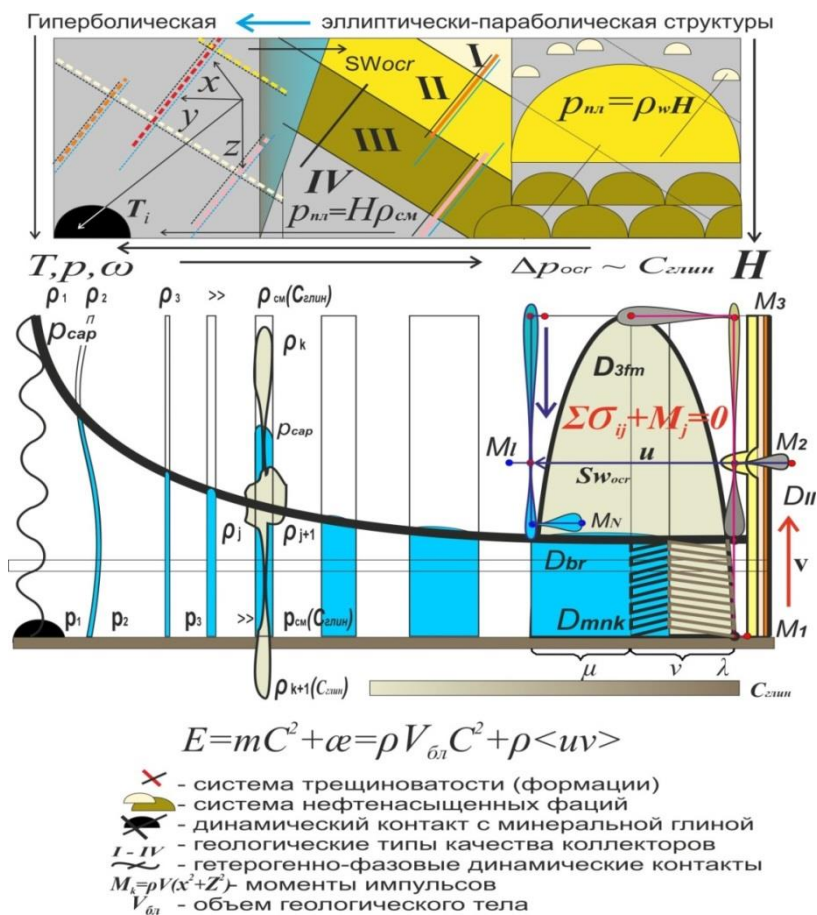


Рис. 4. Эволюционное моделирование геологической стадийности этапов бурения при разработке и развитии качества коллекторов с учетом моментов $M_k = \rho V(x^2 + z^2)$

Необходимо записать геолого-технические условия адекватного моделирования разработки сложно построенных деформируемых коллекторов распределенной вязкости, проницаемости, плотности и жесткости различного качества порового пространства от битурбированной минеральной пыли различной влажности песка, гипса, нефте-, водонасыщения пор развития трещиноватости до горных, скалистых пород. Необходима гладко сопряженная, непрерывная континуальная многомасштабная интерполяция аддитивно-адаптационных энергетически интегральных параметров стадийной геологии и импульсов развития временного уплотнения по глубине и пространству с учетом состояния порового вещества, см. рис. 4 и

динамического масштабирования ОФП по критическим безразмерным точкам (числа Бонда, Нуссельта, капиллярные числа и т.д.).

Предлагаются дополнительные инерционно-капиллярные условия численно аналитического решения поставленной задачи геомеханики векторно-осредненного циклического массопереноса конвективно-диффузионной микроструктуры сопряженного состояния вещества (Л.Д. Ландау) деформируемой поровой фильтрации и развития качества коллекторов при динамических граничных условиях на вязкоупругих контактах формаций и фаций, в т.ч. для выделенных типов порового пространства месторождений трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ).

Концепция численно-аналитической теоретической модели заключается в том, что любое движение может идти только в одну сторону – в направлении пониженных энергетических уровней. Как отмечал В.И. Вернадский, все, что создано человечеством (и законы), носит симметричный характер, а геология по определению – асимметричная и всегда имеет векторное направление.

Согласно гравитационному сопряжению энергетических геофизических полей уравнения Эйнштейна $E = mC^2 + \alpha = \rho VC^2 + \rho \langle uv \rangle$, где $\langle \rangle$ - объемно-временное стадийное осреднение корреляции скоростей u , v пространства времени, где ρ – плотность, m – масса геологического тела, V – объем, C - скорость света, u , v – горизонтальные и вертикальные пульсации скоростей. При геогидродинамическом моделировании распределения потенциалов энергию физико-химических взаимодействий рассчитывается по плотности кинетической и потенциальной энергии и моментов кумулятивных импульсов геофизических ритмов синергии на контактах осадочных фаций и горных формаций, рис. 4.

Ограничимся для определенности высокоамплитудными ритмами моментов деформации. Если dX , dY , dZ имеют один порядок масштабов градиентов, то моменты изменяются гладко, без скачков, анизотропией можно пренебречь и рассматривать модели плоских пластов и порового состояния соответственно. Но при изменении масштаба dZ , например, на изгибах геофизических плоскостей гравитации вдоль трещиноватости и плотности концентрации пыли микроэлементов по глубине - резко возрастают моменты деформации и соответственно качество блоков коллекторов. Так, если песчинки кварца попадают в высокоамплитудную вертикальную трещиноватость глубиной $dZ \sim 100$ м, то моменты сил кумулятивного скачка импульсов давления увеличиваются на Z^2 , а градиент, соответственно, в $2Z$, что приводит к скачку пластового давления (по теореме Эйлера). Если учесть изменение плотности примерно в 2 раза для влажной смеси кварца (типа неконсолидированных битурбированных

коллекторов, плывунов зыбучих песков и т.д.), то возникает гравитационная струя типа пескоструйной, которая может прорезать вещество любой жесткости (и алмаза), даже без учета времени поровой эволюции и развития трещиноватости.

Ранжируем поровое вещество по плотности смесей поровой трещиноватости от вакуума (при новообразовании трещин в непроницаемой горной породе) - к газу и флюидам нефти и воды и солевым растворам, рассолам глин, пыли и минерально-органических смесей карбонатов, метана, бутана, масел и т.д. Получаем многомасштабную модель геомеханики физико-химических взаимодействий массопереноса от газа с масштабом 10^8 нм до молекулярного микромасштаба упругого тела 10 нм. Контакты границ трещин имеют высокие градиенты давления по концентрации вещества (капиллярным давлениям при кристаллической водонасыщенности) на масштабе микроструктуры осредненного аномально высокого давления (давления обратного Осмоса) нефтенасыщенного пласта и моментов геофизических импульсов петромиграции геологической эволюции пор и качества коллекторов, соответственно.

Детерминированным моментом давления $p_c(t)$ n -го порядка называется выражение

$$\begin{aligned} M_n &= \int_0^{\infty} [p_{n1} - p_c(t)] \cdot t^n dt = \int_0^T [p_{n1} - p_c(t)] \cdot t^n dt + \int_T^{\infty} [p_{n1} - p_c(t)] \cdot t^n dt = \\ &= \int_0^T [p_{n1} - p_c(t)] \cdot t^n dt + \Delta M_n, \end{aligned}$$

где T -продолжительность снятия КВД, p_{n1} и p_c - давления пластовое и восстанавливаемое в стволе скважины соответственно. Производится расчет трёх последовательных детерминированных моментов давления $M_0(t)$, $M_1(t)$, $M_2(t)$ и с использованием π -теоремы находится безразмерный диагностический признак $d(t) = M_0(t)M_2(t) / M_1^2(t)$. Аналитический метод ДМД позволяет идентифицировать тип коллектора и модель фильтрации по единому диагностическому признаку $d(t)$. Принцип определения характера течения и типа коллектора заключается в нахождении диагностического параметра $d(t)$ и его этапного уточнения [11-14].

При одинаковых Δt между дискретными замерами давления КВД получают выражение

$$\int_0^T [p_{n1} - p_c(t)] \cdot t^n dt = p_{n1} \cdot \frac{T^{n+1}}{n+1} - \left[\sum_{i=1}^n p_c(t_i) t_i^n + 0,5 \cdot p_c(T) \cdot T^n \right] \cdot \Delta t,$$

где t_i - времена дискретных замеров давления, $T = (N+1)\Delta t$. Далее аппроксимируют не восстановленную часть КВД экспонентой вида

$p_c(t) = p_{nl} - p_0 \cdot e^{-\frac{(t-t_N)}{\alpha}}$, $t_N = N\Delta t$. Для определения α и p_c принимают, что производная и значение функции в точке для данной зависимости связаны линейным соотношением $\alpha dp/dt + p = p_{nl}$. Производную функции давления по времени вычисляют методом конечных разностей: $dp/dt|_{t_i} = (p \cdot (t_i + \Delta t) - p \cdot (t_i - \Delta t)) / 2 \Delta t$.

Из уравнений для первых трёх детерминированных моментов давления получают систему уравнений:

$$\begin{cases} M_0 = \int_0^T [p_{nl} - p_c(t)] dt + \alpha \cdot \Delta p_c(T) \\ M_1 = \int_0^T [p_{nl} - p_c(t)] \cdot t dt + \alpha^2 \cdot (1 + \frac{T}{\alpha}) \cdot \Delta p_c(T) \\ M_2 = \int_0^T [p_{nl} - p_c(t)] \cdot t^2 dt + \alpha^3 \cdot (2 + \frac{2T}{\alpha} + \frac{T^2}{\alpha^2}) \cdot \Delta p_c(T) \end{cases}$$

где $\Delta p_c(T) = p_{nl} - p_c(T)$. Используя лемму, нетрудно получить безразмерный диагностический признак $d(t)$. При этом связь между детерминированными моментами давления и физическими характеристиками пласта выглядит следующим образом:

$$\begin{cases} M_0 = \frac{Q}{8\pi} \cdot \varepsilon^{-1} \cdot \frac{R^2}{\chi} \\ M_1 = \frac{5Q}{256\pi} \cdot \varepsilon^{-1} \cdot \left(\frac{R^2}{\chi}\right)^2 \\ M_2 = \frac{23Q}{3456\pi} \cdot \varepsilon^{-1} \cdot \left(\frac{R^2}{\chi}\right)^3 \end{cases}$$

В зависимости от величины $d(t)$ применяют различные модели фильтрации нефти в пласте.

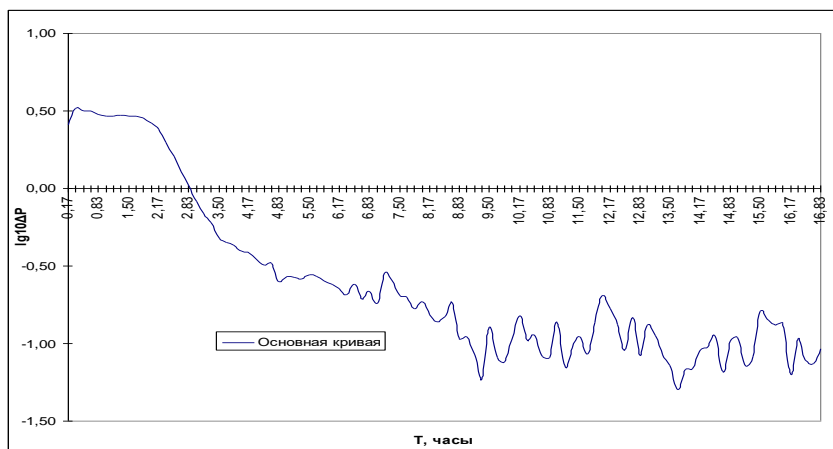


Рис. 5. Основная кривая аппроксимации КВД

Для обработки кривой восстановления давления (рис. 5) используется уравнение, которое в общем виде для сложной системы выражается многочленом, а для трещиновато-пористого пласта с возможной зоной загрязнения вблизи забоя скважины принимает вид:

$$p_k - p_z(t) = Ae^{-\alpha_1 t} + Be^{-\alpha_2 t} + (p_k - p_{z0} - A - B)e^{-\alpha_3 t},$$

где p_{z0} - давление на забое работающей скважины перед остановкой; A, B, α - определяемые по методике постоянные коэффициенты, при условии, что $p_{пл} > p_k$ (пластовое давление выше давления в момент окончания съёмки КВД). Соотношения коэффициентов α уравнения дают значения потерь давления на перетоки в различных областях пласта:

- ✓ на движение флюидов из блоков в трещины;
- ✓ на движение жидкости по трещинам к скважине;
- ✓ на фильтрацию жидкости в призабойной зоне скважины.

В традиционных графических методах предполагают, что КВД соответствует модели пластовой фильтрационной системы, с помощью которой приближённо можно определить давление в бесконечном пласте

$$P(r;t) = P_k - \frac{Q\mu}{4\pi Kh} \left(\ln \frac{4St}{r_c^2} - 0,5772 \right).$$

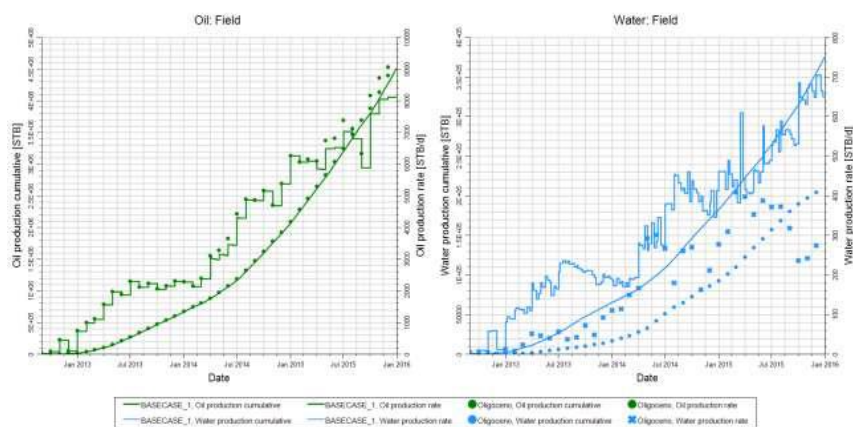


Рис. 6. Динамические и интегральные зависимости накопленной добычи и обводненности

Традиционные модели непрерывного континуума учитывают градиенты давления, в то время как присутствуют силы моментов деформации интегральных геофизических импульсов по времени. Типичным признаком наличия дополнительных импульсных ритмов на фоне осредненной ньютоновской фильтрации выступает пульсационный характер дебитов нефти и обводненности скважин и блоков, см. рис. 6. Импульсы микроструктуры коллекторов порождены фрактальной границей уплотненного фазового фронта и направлены во внутреннюю разуплотненную область поровых блоков и однозначно определяют направление фильтрации, передавая градиент давления симметричной части импульсов напряжений, практически мгновенно (по Эйлеру), со скоростью продольных (звуковой) и поперечных волн.

Полученные аналитические зависимости однозначно подтверждают энергетически направленный осредненный характер геофизических ритмов поровой разгрузки в сторону разуплотнения вещества, увеличения гидродинамической консолидации геологических тел и качества коллекторов. Достигая этапа максимальной консолидации вещества, начинается этап процессов деконсолидации, трещиноватости, адсорбции и разрушения структуры вплоть до минеральной пыли с последующим распылением и растворением ее в газе, воде или метане и нефти на новых геологических циклах. Отсюда следует, что движение начинается геофизическими импульсами в сторону интегрального роста осредненных градиентов симметричного ядра давления, но не наоборот. Это основная концепция дорожной карты геолого-технического моделирования различных типов коллекторов с учетом динамики кристаллического состояния воды, коллекторов, минеральных солей и глинистости.

Анализ исходных геогидродинамических параметров ГДИС показывает, что остаточная водонасыщенность по лабораторным данным с ростом глубины уменьшается вплоть до кристаллической, одновременно с этим, остаточная нефтенасыщенность с глубиной увеличивается, хотя рассматриваются масштабно подобные, ньютоновские жидкости. Это может быть объяснено только тем, что названные флюиды мигрировали с разных энергетических уровней и имеют разный (во пространстве - время) физико-химический начальный потенциал. Все гидродинамические параметры дают благоприятный характер с повышением глубины: вязкость нефти падает на порядок, температура растет, газовый фактор повышается, пористость и проницаемость особо не уменьшаются, если не учитывать глинистое уплотнение и расчлененность, но которые впрочем так же показывают энергетическое направление развития пористости и уплотнения.

Это можно объяснить тем, что опыты проводятся на различных масштабах взаимодействия во времени и по пространству, в частности – скоростей фильтрации и частоты возбуждения порового пространства и зерна. Связанная, кристаллическая вода, определяется на предельной частоте центрифугирования коллектора зерна, которая коррелирует с собственной частотой и гетерогенной устойчивостью уплотненной поровой кристаллической решетки со связанной кристаллической водой. Коэффициент вытеснения определяется на частоте вынужденного порового вытеснения насосом низкой частоты, не связанной ни с кристаллической решеткой, ни с жидкостью. Вытеснения флюидов нефти и воды проведены на различных энергетических уровнях поляризации физико-химических потенциалов, а подставляются в одну симметричную линейную модель по давлению, хотя имеют различные направления векторов движения, что противоречит аддитивному закону синергии геофизических ритмов. Связанная водонасыщенность никогда свободно не фильтруется в области кристаллической воды с уплотненной пористостью больших энергетических уровней, если не проводить специальных ГТМ и ГРП, не создавать синтетических коллекторов и др. высокоэнергетических импульсных МСГРП, стадийных ГТМ.

Деформация и скорость процессов миграции на несколько порядков ниже скорости фильтрации (более трех порядков), но за счет изменения микромасштаба (радиуса пор) скорость деформации на бесконечно малом поровом плече высокоамплитудной трещиноватости становится очень большой, приводя к пластичному развитию трещиноватости. Фронт пространственного нефтенасыщения описывается уравнениями типа теплопроводности (параболического типа). Концентрация минеральной

глинистости (солей) в концевых точках водонасыщения ОФП от связанной до кристаллической воды и минерального состояния глины и разрушения структуры описывается гиперболическими уравнениями распространения концентрации, импульсов во времени. Причем концентрация распространяется всегда в сторону пониженных значений, невзирая на градиент давления (эффект обратного Осмоса). Импульсный, высокоамплитудный характер однозначно подчеркивает векторную однонаправленность пластичного притока «нефть-глинистость, минеральные соли» от фрактальной поверхности фазовых контактов. Гиперболический характер распределения пленочной концентрации, градиентов деформации и глинистости особенно сильны на контактах минеральных формаций коллекторов различного качества уплотнения, «сухости» (углеводородонасыщения и трещиноватости, глинистых частиц в масле, рассолах) с нефте-, водонасыщенными фациями эллиптических структур классического (по симметричному давлению) порового пространства.

Асимметричный, осредненно-направленный характер конвективно-диффузионного пульсационного массопереноса, распространения вязкоупругой концентрации при моделировании «сухого» и водонасыщенного качества коллекторов широко представлены в ГДИС, полевых и лабораторных исследованиях. Пульсационный характер обводненности стартовых и начальных дебитов нефти отражает импульсный характер фильтрации и распределения импульсов давления, дающие большой момент деформации (трещиноватой, диффузионной проводимости). Это согласуется со второй теоремой Эйлера, говорящей о том, что весь прирост порового давления является мгновенной передачей геофизических импульсов границ облекания геологических тел. Это можно продемонстрировать так же опытом на очень длинном керне, заполнив его полностью жидкостью и расположив вертикально. При импульсном, капельном дополнении объема жидкости сверху одной каплей, эта «лишняя» сверхлимитная капля мгновенно оторвется от нижней части керна, минуя процесс фильтрации. Названный эффект всегда наблюдается при дожде по кровле: одна капля ударила, другая тут же отрывается от края кровли, принося максимальные разрушения диффузии структуре кровли. Информация об импульсах давления распространяется со скоростью волны, а не фильтрации, что формирует структуру массопереноса и геологического порового уплотнения продольными, поперечными и другими поверхностными волнами.

Представленная особенность движения пластовой жидкости по трубопроводной системе с резкими скачками давления и импульсов

давления так же подтверждает минеральный характер внедрения кристаллической глинистости в водонасыщенный фронт фильтрации и последующий гидродинамический поток трубопроводной жидкости изначально «сухой» минеральной глинистости с кристаллической водонасыщенностью. Импульсный поток внедрения концентрации минеральных солей обладает потенциалом диффузионно-адсорбционной активности песчано-глинистых пород вулканического, мантийного происхождения. При внедрении минеральных солей в воду, растворении и, соответственно, росте влажности резко возрастает их объем на 20-30%. Так же растут температура, давление разгрузки напряжения, выпадают песчано-глинистые осадки, резко повышая сопротивление, уплотняя и закрывая пути фильтрации нефти к скважине, запечатывая пористость и систему поверхностного обустройства.

Это не было бы критично при геогидродинамическом моделировании, если бы не нарушало физику-химию структурных многомасштабных геологических процессов уплотнения порового пространства в эволюционном пространстве техногенного и геологического времени, которые совпадают в данном случае с глубиной, и определяют необходимость дополнительных исследований и технические условия корректного моделирования стадийной геологии второго, третьего и четвертого этапов разработки коллекторов и разрушения структуры при разработке высокообводненных залежей, и термических методов добычи высоковязких нефтей ТРИЗ. Эволюционные процессы заводнения трещиноватой пластичности и запечатанной пористости по Пуассону пропускают воду только в одном направлении. Надо учитывать, что разуплотненный фронт нагнетаемой воды не может войти в уплотненное поровое пространство с кристаллической водонасыщенностью минеральных солей и глин, перемещаясь против эволюционного вектора поровой миграции.

Фильтрация разгрузки порового давления уплотненного глинистого пространства идет в одном направлении – в сторону разуплотненной пористости и трещиноватости, потому что градиент давления формируется в одну сторону за счет различного плеча момента деформации малого и большого радиуса песчинок, см. рис. 2. Большое плечо большого радиуса обтекания дает дополнительный градиент давления гравитации, преодолевая предельный градиент подъема малого радиуса песчинки позади фронта, но не наоборот. Это определяет большие геологические риски организации заводнения водо-парового, теплового вытеснения из уплотненного порового пространства с коллекторами IV и выше степеней

качества, которые, однако, содержат ~ 80 % геологических балансовых запасов нефти, месторождений ТРИЗ

Достоверность предложенных концепций и технических условий адекватного аддитивного моделирования геологической эволюции уплотненного порового пространства в сторону разуплотнения можно представить следующим наглядным, интегрально комплексированным гидродинамическим примером реального лабораторного эксперимента, который легко повторить, следовательно подтвердить научно. Если трубопровод высокого давления с уплотненной упругой оболочкой получает микроскопическое повреждение в виде микротрещины, через которую будет капать по несколько капель в час, то дебит подобной гидродинамической врезки в трубу аномально высокого пластового давления (АВПД) при забойном давлении на выходе капли в 1 атм будет мизерным. Теперь организуем внешнюю оболочку большего радиуса (масштаба) вокруг трещины - области капельного микропритока. За определенный период образованный объем с большим радиусом внутренней полости заполнится жидкостью. Тем самым, согласно закону сообщающихся сосудов, микроканал даже мизерной продуктивности выполнит свою функцию выравнивания давления геологически сообщающихся сосудов с запечатанной оболочкой двойного порового пространства.

Теперь к блоку большего объема присоединим внешнюю трубу (например НКТ) и направим вниз по направлению гравитационного поля. Согласно гравитационному градиенту жидкость из большего радиуса потечет вниз согласно гравитации со своим дебитом. Большая труба не знает о существовании микротрещины, весь объем жидкости вытечет из накопителя, образуя за собой разряженную, разуплотненную зону вплоть до практического вакуума. На площадке микротрещины, микромасштаба с очень малым плечом деформации, возникнет очень большие градиенты давления, моментов деформации и скоростей. Микротрещина заработает в струйном режиме импульсного характера течения, на много больше исходного. Но при этом надо заметить, что практически невозможно загнать жидкость обратно в трещину трубы против струи, т.е. против вектора структуры разуплотнения пространства, вектора эволюции состояния вещества. Этим объясняется необходимость дополнительных гидродинамических исследований невозстановленных давлений КВД, определения ОФП в критических точках, построения высоко-градиентных функций капиллярного давления в поровых структурах с кристаллической водой и технических условий адекватного физико-математического

моделирования стадийной геологии эволюционных процессов и этапов разработки.

Выводы. На основании выполненных исследований делаются следующие выводы и рекомендуется:

Использовать комплексный подход к анализу нефтенасыщенного пласта, интерпретируя данные ГДИ несколькими различными по математическому описанию способами, в том числе, нетрадиционными. Это позволит избежать некорректностей, связанных с неизбежной аппроксимацией входных параметров, что ведет к повышению репрезентативности получаемых результатов, а значит более точных выводов и рекомендаций при выборе стратегии разработки.

Дополнять стандартную интерпретацию данных ГДИ методами детерминированных моментов и разностных кривых, основанных на моделях двойного порового пространства Уоррена-Рута. Это позволит в начале исследования выбрать адекватную модель фильтрации, применить корректные аналитические зависимости для вычисления параметров пластовой системы на этапах разработки, оценить динамические особенности зоны дренирования, диагностировать состояние призабойной зоны скважины (ПЗС), качества коллекторов и пласта, определить параметры и стадии развития трещиноватости и некоторые дополнительные пьезометрические характеристики.

Текущие, эффективные разуплотненные высоко сжимаемые геофизические «каналы-капилляры» с малыми временами релаксации вязкой активации фильтрации занимают порядка 8%, еще ~ 8% коллекторов слабой пластичности могут подключаться к разработке при термической обработке и закачке пара. Методики работы на среднестатистических моделях «в слепую» могут рассчитывать на освоение этих запасов, но не учитывают разбухание коллекторов в водных рассолах. Эти методики не снимают геологические риски сухих кристаллических коллекторов в УВ масле при их заводнении водными рассолами и перекрытии эффективных, высоко сжимаемых коллекторов. Времена осредненных статистических моделей прошли, представлена удобная научная база численных данных гидродинамических исследований по всем скважинам и по всей глубине, необходимо строить истинно динамические модели на основе общепризнанных безразмерных параметров многомасштабной инерционной капиллярности коллекторов.

Статические методы исследования стандартными опциями ГДМ не отражают динамический характер гетерогенной структуры глубинных высокоамплитудных параметров стадийной геологии и температурного

уплотнения порового состояния на этапах бурения и, соответственно, разработки с учетом временных моментов импульсов давления. Все материалы лабораторных и полевых исследований ГДИС подтверждают импульсный характер притока, который не описывается законом Дарси методик рейтингового распределения градиентов давления одноэтапной плоской сквозной фильтрации. Необходимо учитывать теорему Эйлера о первичности временных инерционных поверхностных импульсов напряженно-деформируемого состояния (НДС) и вторичности осредненной симметричной части - давления временных поровых структур релаксации напряжения.

Статические модели нарушают физико-химические единые геологические условия осредненного формирования массопереноса, направленного глубинно-масштабного вязкого фазового движения и вязкоупругого гетерогенного, фациального уплотнения трещиноватых формаций поровых месторождений. Осредненные технические условия, определяющие возможный вектор движения, определяются распределением температуры, вязкости, проницаемости, пористости, связанной и кристаллической водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенностью, распределением расчлененности и т.д. Капля нефти не может течь во все стороны одновременно, она течет в одну сторону по разуплотненной гравитационно-поровой геофизической структуре. Активация движения нефти происходит не на непроницаемой битумно-глинистой поверхности с минимально низкой температурой и связанной водонасыщенностью. Движение УВ начинается со стороны углеродной микроструктуры нанотрещиноватости кристаллической воды. Пограничная геофизическая плоскость фазовой фильтрация возникает на энергетически поляризованной микроструктуре фазово-капиллярных контактов динамических моментов фазовой адсорбции, десорбции и деструкции, конвективной микротрещиноватости.

Стандартные технические условия дополнительных динамических методов геогидродинамического моделирования с учетом линейных функций рейтинга геологических параметров, ОФП и оценки экономических рисков только от давления и температуры не в полной мере отражают развитие концентрации (расчлененности) глинизированных коллекторов с кристаллической водонасыщенностью геологических формаций, типа «частиц в масле», перехода кристаллической воды в связанную и подвижную. Лабораторные кривые показывают, что существует высокоградиентные высокоамплитудные ограниченные области продуктивных коллекторов высокой сжимаемости с кристаллической водой с высокоамплитудными капиллярными силами и

адсорбцией набухания, кумулятивной энергией активации движения при росте влажности к связанной водонасыщенности и подвижной нефтенасыщенности. Необходимы дополнительные параметрические исследования энергетического потенциала подобных высокоамплитудных коллекторов, их распределения по площади и глубине.

Необходимы дополнительные инерционно-капиллярные опции стадийной геологии нелинейного сопряженного моделирования гидравлики скважинного оборудования и уравнений гиперболического развития общих толщин минеральных ресурсов до подвижной нефти эффективной толщины. Исследования засоления глинистости с учетом функционала плотности трещиновато-поровой, минерально-глинизированной зоны горизонтальных скважин с учетом моделей геомеханики и флюидодинамики поляризации порового состояния вещества при конвективной диффузии влажности и концентрации солей «по потоку» согласно капиллярным числам и др. безразмерным параметрам моделирования. Провести дополнительные нелинейные численные и аналитические исследования довосстановления КВД, конечных точек ОФП и капиллярных давлений различных типов поровых блоков, в т.ч. неконсолидированных. Необходимы высокоамплитудные, высокоградиент-ные капиллярные исследования импульсов давлений, моментов деформации развития качества коллекторов кристаллической и связанной водонасыщенности.

Библиографический список:

1. *Pittman E.D.* Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection-Capillary Pressure Curves for Sandstone // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 1992. V.76, № 2, p.191-198.
2. *Molina A. et al.* SPE 122915 Exploitation Plan Design Based on Opportunity Index Analysis in Numerical Simulation Models
3. *Butler R.M.* Thermal Recovery of Oil and Bitumen. Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1991.
4. *Popkov V.I., Astafiev V.I. and Shterenberg A.M.* Evolutionary topological synergy of rythms in mobilizing hydrocarbons in a porous deformation model of Zhiguli dislocation. 16th Inter'l Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM. V.1(2). Albena. Bulgaria, 2016, pp. 641-650.
5. *Астафьев В.И., Кахидзе М.Г., Попков В.И., Попкова А.В.* Многомасштабное напряженно - деформированное состояние поровой

геосреды, сопряженное с фильтрационным стоком скважины // Вестник СамГУ. № 9/2(110). 2013, с. 153-169.

6. *Попков В.И., Штеренберг А.М., Степанова Л.В., Гусев В.В.* Минерально - ресурсное сырьевое геомоделирование геофизической синергии Жигулевской дислокации. Оценка неопределенности коллекторов. 13th Conference and Exhibition Engineering Geophysics 2017, p. 10

7. *Попков В.И., Штеренберг А.М.* Структура постседиментации Жигулевской дислокации // Неотектоника доманика Предуралья и геологические риски разработки // Нефтяная провинция. № 4. 2016, с. 1-22.

8. *Попков В.И., Штеренберг А.М., Митина Е.В., Попкова А.В.* Структурно-динамическая синергия геофизических ритмов диагенеза коллекторов нефти эво-люционно-топологического решения уравнения Навье-Стокса // Структура и динамика молекулярных систем. Сб. XXIV Всероссийской конференции. 2017, с.101.

9. *Попков В.И., Резникова Я.В., Постановова О.С., Рачкова А.Ю., Митина Е.В., Климанова А.А., Ларина В.И., Вырмаскина Л.Н., Ильичева М.А., Попкова А.В.* Структурно-феноменологическая синергия геофизических ритмов постседиментации уплотненных коллекторов Предуралья. Ашировские чтения. 2016. Т. 2. № 1-1 (8), с. 83-94.

10. *Митина Е.В., Миронова Е.А., Попков В.И., Штеренберг А.М., Гусев В.В.* Многоуровневые информационные технологии в образовании и моделировании минерально-сырьевого развития Предуралья // Сб. IV Межд. конф. СТПК «Современные технологии подготовки кадров и повышения квалификации специалистов нефтегазового производства». Самара. 2017, с. 75

11. *Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К.* Интенсификация добычи нефти // М. Наука, 2000. – 414 с.

12. *Хайруллин М.Х., Хисамов Р.С., Шамсиев М.Н., Фархуллин Р.Г.* Интерпретация результатов гидродинамических исследований скважин методами регуляризации // Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований. 2006. - 172 с.

13. *Кульпин Л.Г., Бочаров Г.В.* Современные принципы компьютерной интерпретации данных гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2001. № 10, с. 60-62.

14. *Токарев А.П., Пьянкова Е.М.* Совершенствование методов интерпретации кривых восстановления уровня при исследовании скважин // Нефтяное хозяйство. 2009. № 3, с.56-58.

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ
СТВОЛОВ НА МАМОНТОВСКОМ НЕФТЯНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

К.П. Соколовская, Л.Н. Хромых

*ФГБОУ ВО СамГТУ,
Самара, Россия,
kristuffka-angel@mail.ru*

Аннотация: Ухудшение структуры запасов нефти в России является одной из основных причин постоянного снижения величины среднего проектного коэффициента нефтеотдачи месторождений страны, это ведет к постоянному изучению и внедрению новых методов увеличения нефтеотдачи. В данной статье поднимается вопрос о повышении нефтеотдачи пластов Мамонтовского месторождения, оценивается целесообразность метода зарезки боковых стволов в условиях этого месторождения и приводится расчет эффективности данного метода.

Ключевые слова: месторождение, боковые стволы, ЗБС, нефтеотдача пласта.

В последнее время в России растет число малодебитных, высокообводненных и простаивающих скважин. В такой ситуации бурение новых скважин менее выгодно, чем восстановление бездействующего фонда. В условиях отсутствия или малого количества инвестиций технология бурения боковых стволов может оказаться весьма эффективным средством повышения нефтеотдачи пластов.

Уникальное по количеству запасов Мамонтовское месторождение, разрабатываемое с 1970 года, в настоящее время находится на четвертой стадии разработки. Эта стадия характеризуется падающей добычей нефти (в среднем 15% в год), низким использованием пробуренного фонда скважин из-за предельного обводнения продукции, снижением дебита скважин по нефти и, как следствие, снижением эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов.

Преимуществом зарезки бокового ствола является её стоимость и отсутствие нужды в обустройстве скважины и строительстве новых

выкидных линий и промысловых трубопроводов. Структура действующего фонда скважин в данный момент в большей мере обуславливается высокообводненным фондом. На разрешение этой проблемы должны быть направлены значительные усилия.

Интересен тот факт, что большая доля скважин на данный момент пребывает в бездействии (41 % добывающих и 49 % нагнетательных). Бездействующий фонд по причинам простоя распределяется следующим образом: полет УЭЦН и другого оборудования – 34%; нарушение изоляции – 13%; отсутствие притока – 11%; высокая обводненность – 10%; отсутствие циркуляции – 9%; прихват ЭЦН – 8%; прочие – 15%.

Технология бурения боковых стволов на последней стадии разработки месторождений разумна, потому что к этому времени на эксплуатационных объектах уже пробурена существенная часть основного и резервного фонда, а запасы истощены не целиком и бурение новых вертикальных скважин невыгодно.

Плюсом технологии зарезки БС является то, что она делает возможной реабилитацию эксплуатационных скважин. Употребление способа горизонтального бурения при бурении БС позволяет перевести вертикальные скважины, или обычные наклонные, в разряд горизонтальных или многоствольных со значительным увеличением зоны дренирования.

После обоснования целесообразности выбора данной технологии как метода увеличения нефтеотдачи пластов, должен быть осуществлен поиск оптимальных вариантов и скважин-кандидатов для ЗБС. По нескольким критериям было определено, что лучше всего для зарезки бокового ствола подходит эксплуатационный объект БС₁₀ и скважина №2029.

Далее проведем расчет эффективности бурения БС на примере этой скважины. Целью расчета является определение эффективности данного метода. Для определения дебита горизонтальной скважины используем формулу Джоши.

Формула S.Joshi:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta p}{\mu \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_c \pi} \right) \right]}$$

Результаты и зависимость прироста дебита от длины горизонтального ствола приведены в данной таблице:

Таблица 1.

Зависимость прироста дебита от длины горизонтального ствола

L, м	25	50	100	150	200	300	350
$a_1, \cdot 10^{-2}$	6,79	6,38	6,101	5,69	5	4,086	2,91
$b_1, \cdot 10^{-4}$	4,0073	3,68	3,25	3,028	2,549	2,141	2,0073
Q, т/сут	3,87	7,87	11,33	14,86	17,79	24,72	27,58

Используя алгоритм выбора оптимальной длины скважины, рекомендуется брать длину горизонтального ствола скважины принять равной 500 м. Таким образом, гарантируется начальный дебит равный 32 м³/сут на скважине №2029 постоянным на протяжении 12 лет при депрессии, не превышающей 1,1 МПа. При депрессии, не превышающей 1,1 МПа, минимизируются риски, связанные с образованием водяных конусов.

В ходе проведенного экономического анализа сравнения скважины до и после зарезки бокового ствола, проект показал свою рентабельность и эффективность, проект окупится через 2 -3 года, добыча за этот период вырастет в 3 раза. Прибыль после проведения ЗБС может увеличиться в 9 раз. Все экономические показатели указывают что операция по проведению ЗБС на скважине №2029 будет экономически выгодна.

После проведенной работы можно дать несколько рекомендаций:

1) Повышение эффективности метода нефтеотдачи возможно в результате совершенствования геолого-физических методов и прогнозирования технологических показателей на основе математического и фильтрационного моделирования и технико-экономического обоснования (ТЭО) применения метода

2) Риски, связанные с образованием водяных конусов, минимизируются при депрессии, не превышающей 1,1 МПа.

3) Необходима защита от проникновения в боковой ствол газа и воды, так как ствол очень быстро может обводниться, и уменьшить добычу данной скважины

В заключении приведем несколько факторов, которые способствуют снижению эффективности эксплуатации БС:

- потери диаметра ствола скважины при зарезке и бурении бокового ствола и как следствие малые диаметры БС,

- несовершенство технологий первичного вскрытия пласта и заканчивания скважин,

- невозможность установки насосного оборудования в боковой ствол, что влечет за собой работу оборудования при повышенном газосодержании на приеме насоса,

- неоптимальные режимы работы оборудования и как следствие – потери в добыче нефти.

Учитывая вышесказанное, можно утверждать, что ЗБС – эффективный метод увеличения нефтедачи пластов Мамонтовского месторождения.

Библиографический список:

1. Алиев З.С., К.А. Арутюнова. Определение необходимой длины горизонтального ствола газовой скважины в процессе разработки. Газовая промышленность. – 2005. – №12.
2. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Рогачев С.А.. Обоснование и выбор оптимальной конструкции горизонтальных газовых скважин. М.: Техника, 2001. – 96 с.
3. Акбулатов Т.О., Левинсон Л.М. Расчеты при бурении наклонно-направленных скважин/– Уфа: УГНТУ, 2003. – 68 с.
4. Басниев. К.С. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: МИНХиГП им. И.М. Губкина, 1978. – 93 с.
5. Бердин Т.Г..Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
6. Гиматулинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. – М.: Недра, 2003 – 565 с.
7. Гуреева М.А. Основы экономики нефтяной и газовой промышленности. Учебник для нач..проф.образования.-М.: Издательский центр «Академия», 2011,240 с.
8. S. D. Joshi. Основы технологии горизонтальной скважины. – Краснодар: «Сов. Кубань», 2003. – 424 с

УДК 622.276

**ВЛИЯНИЕ НЕОДНООРОДНОСТИ ПЛАСТА НА ВЫБОР
ТИПА СКВАЖИН И НАПРАВЛЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ
СТВОЛОВ**

Н.Б. Сопронюк, И.В. Вострикова, Д.А. Никифоров

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
renigm.samgtu@gmail.com*

Бурение горизонтальных скважин (ГС), а также зарезка боковых стволов (БС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) из высокообводненных и низкодебитных скважин считаются наиболее перспективными методами интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов.

Данные методы особо актуальны для месторождений со сложным геологическим строением продуктивных залежей, в том числе, на поздней стадии их разработки. В неоднородных коллекторах, эксплуатирующихся вертикальными скважинами, при обычном заводнении остается множество невыработанных пропластков, «целиков» нефти и других заблокированных зон.

На месторождениях с обширными водонефтяными зонами и газовой шапкой из-за близости водонефтяных и газонефтяных контактов часто не вскрываются значительные участки пласта, характеризующиеся большой литологической неоднородностью. Выработка таких нефтенасыщенных пропластков и зон часто возможна только горизонтальным стволом с заданной ориентацией.

Значительная часть вновь водимых в разработку месторождений с малыми запасами (ЗМЗ) характеризуется сложным геологическим строением, низкими коллекторскими свойствами. Кроме того, значительная доля запасов этих залежей представлена нефтью с высокой вязкостью. В таких случаях, ввод в эксплуатацию ЗМЗ связан с применениями различных методов повышения нефтеотдачи в начальный период разработки, что влечет за собой низкую экономическую эффективность их эксплуатации. Разработка таких месторождений с применением ГС позволяет значительно увеличить коэффициент охвата пласта и соответственно конечный коэффициент нефтеизвлечения

Для проектирования системы разработки любой залежи нефти необходимо построение геологической (ГМ) и гидродинамической модели (ГДМ), которые позволяют определить не только зоны концентрации максимальных запасов, но и распределение параметров пласта (пористости, проницаемости) в объеме залежи. Исходными данными для построения ГМ и ГДМ служат результаты интерпретации 3D сейсморазведки, геофизических исследований скважин, результаты исследований керна, данные инклинометрии, граничные и критические значения параметров пористости и нефтенасыщенности, данные исследований скважин, результаты замеров по скважинам состава, объема и процентного соотношения добываемой продукции, данные о состоянии фонда скважин.

В работе [1] показано, что проектирование систем разработки с горизонтальными скважинами для залежей высоковязких нефтей подстилаемых водой позволит существенно увеличить коэффициенты охвата, как по площади нефтеносности, так и по толщине пласта и, в итоге, конечный коэффициент нефтеизвлечения. Учитывая геологическое строение пласта, очень важно найти оптимальный вариант направления ствола горизонтальной скважины.

Рассмотрим месторождение с малыми запасами и сложным геологическим строением. Небольшое по запасам Авралинское месторождение приурочено к Жигулевско-Пугачевскому своду на юго-западе и Южно-Татарскому своду на востоке. Первооткрывательницей месторождения является поисковая скважина 21, вскрывшая бавлинские отложения и установившая в 1964 году промышленную нефтеносность бобриковских отложений (пласт Б2)

Залежь нефти пласта Б2 характеризуется высокими коллекторскими свойствами – проницаемость $2,354 \text{ мкм}^2$, пористость 0,22, коэффициент вытеснения 0,624, высокой степенью неоднородности – коэффициент песчаности 0,511. Нефть высоковязкая с вязкостью 229 мПа·с, высокосернистая, парафиновая.

На рассматриваемую дату на залежи пробурено 4 добывающие скважины, три из которых с горизонтальными стволами.

Для оценки дальнейшей динамики технологических показателей разработки и эффективности выработки запасов было рассчитано несколько вариантов систем разработки залежи нефти пласта Б2 с размещением как вертикальных, так и горизонтальных скважин. Расчеты выполнены с использованием трехмерной геолого-гидродинамической модели.

При расчете прогнозных вариантов разработки, анализ характера и степени выработки запасов нефти, условий и особенностей продвижения

законтурной и закачиваемой воды, распределения удельных остаточных запасов нефти проводился на основании интегральных карт текущих эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Б2 Авралинского месторождения.

В основу расчета величин эффективных нефтенасыщенных толщин была взята следующая зависимость:

$$S_k = \sum_{i=n1}^{n2} \left(\frac{St_i - So_i}{Sn_i - So_i} \right) \times NTOG_i \times THIC_i$$

где St_i – текущая нефтенасыщенность; Sn_i – начальная нефтенасыщенность;

So_i – остаточная нефтенасыщенность; $n1, n2$ – интервалы слоев ;

$NTOG_i$ – коэффициент песчаности;

$THIC_i$ – толщина слоя в каждой ячейке.

На рис. 1 и 2 представлены расчетные карты начальных и остаточных эффективных нефтенасыщенных толщин с размещенным на ней проектным фондом.

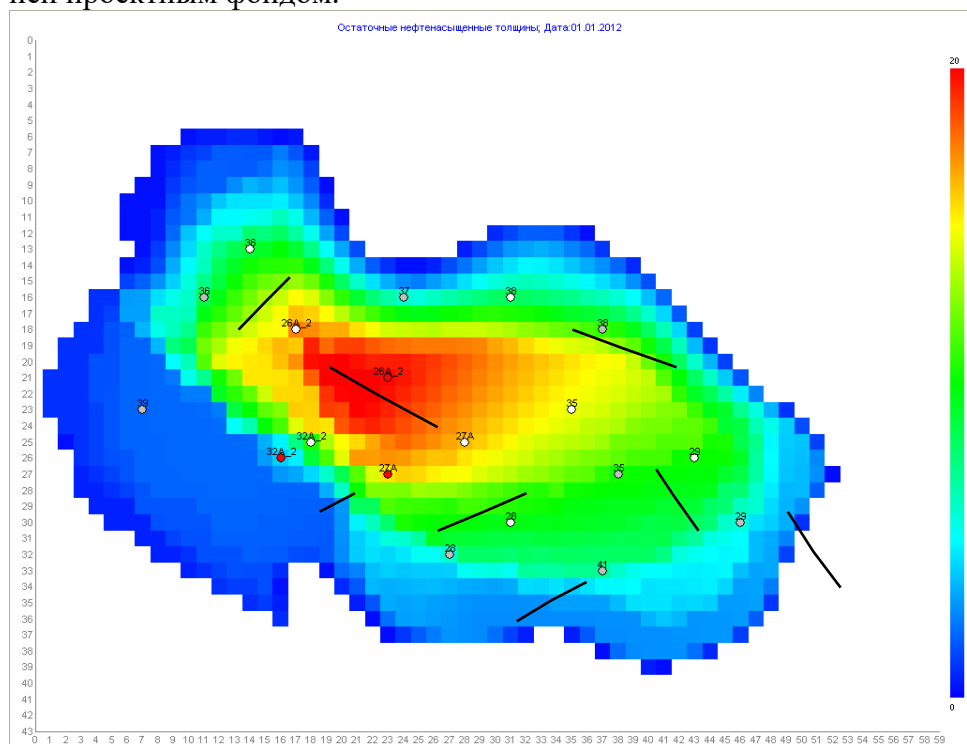


Рис. 1. Карты начальных эффективных нефтенасыщенных толщин рекомендуемого варианта.

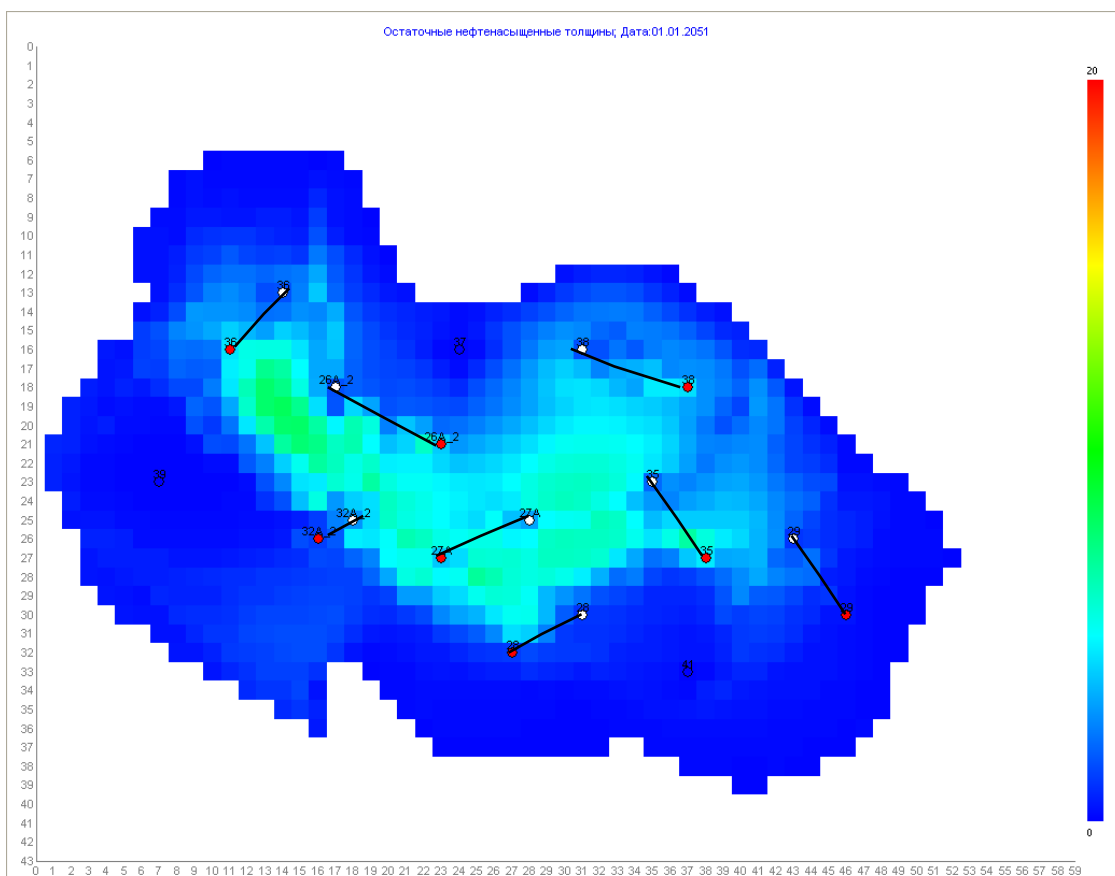


Рис. 2. Карты остаточных нефтенасыщенных толщин рекомендуемого варианта.

На рисунках представлены 5 вариантов расположения скважин (рис.3 -7):

- 1 вариант - с размещением дополнительно 8 добывающих вертикальных скважин и 3 горизонтальных;
- 2 вариант – с размещением 4 добывающих, 3 горизонтальных и 4 нагнетательных скважин;
- 3 вариант – с размещением 5 горизонтальных скважин;
- 4 вариант – с размещением 5 горизонтальных скважин и 3 – нагнетательных скважин;
- 5 вариант – с размещением 5 горизонтальных скважин и 4 – нагнетательных.

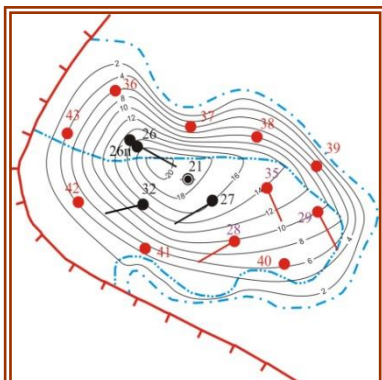


Рис. 3

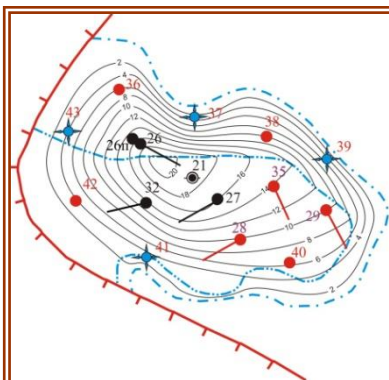


Рис.4

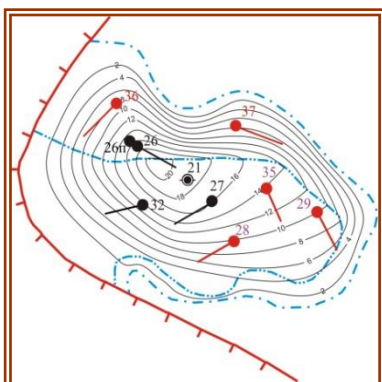


Рис.5

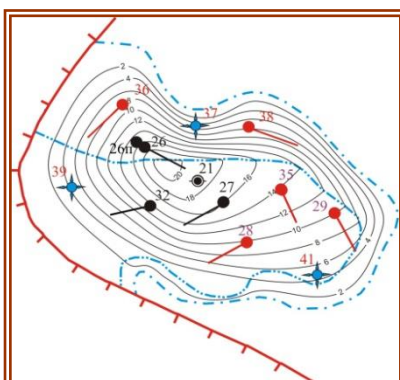


Рис.6

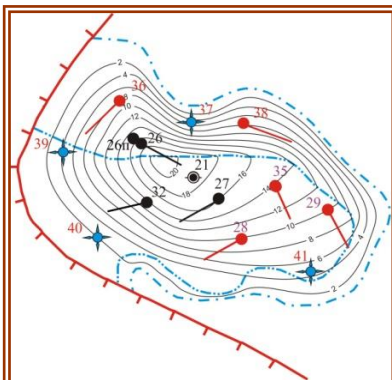


Рис.7

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1
Технологические показатели вариантов разработки..

Вариант разработки	1	2	3	4	5
Накопленная добыча нефти, тыс.т	1590	2003	1557	2058	2058
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед	0,357	0,450	0,350	0,462	0,462
Коэффициент охвата вытеснением, д.ед.	0,572	0,721	0,561	0,740	0,740
Удельные запасы нефти на 1 скв., геол/извл.	318 / 114	318 / 143	557 / 194	405 / 187	371 / 172

Таблица 2.
Основные экономические показатели вариантов разработки месторождения

Показатели	1 вариант	2 вариант	3 вариант	4 вариант	5 вариант
Чистый дисконтированный доход, млн. руб. (ставка дисконтирования 10%)	5972	6580,2	6367,3	6698,3	6660,9
Чистая дисконтированная прибыль предприятия, млн. руб.	5904,1	6407,0	6263,8	6604,6	6582,3
Доход государства (налоги и платежи), млн.руб.	8703	10970,2	8586,0	11565,9	11463,8
Капитальные вложения, млн.руб.	1121,5	1090,2	551,0	854,4	955,7
КИН, д.ед	0,357	0,450	0,350	0,462	0,462

В представленном примере наиболее эффективным с точки зрения достижения максимального коэффициента нефтеизвлечения являются 4 и 5 варианты. Однако экономическая оценка вариантов, указывает, что 4 вариант является наиболее предпочтительным (Таблицы 1, 2).

Результаты расчетов показали, что многоэтапное проектирование позволяет выявить оптимальное расположение как вертикальных, так и горизонтальных скважин, определить наиболее эффективный вариант, как с технологической, так и с экономической точки зрения.

Библиографический список:

1. *Сопронюк Н.Б., Виноградова Н.П., Ковалев С.А.* Разработка залежей высоковязких нефтей на поздней стадии. – Недропользование XXI век, №5, Москва, 2009г. – стр.63 - 67.

УДК 622.276

**АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА Бт
СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Е.Э. Татарина, Т.И. Кузнецова, А.Н. Низовитин

*СамГТУ
Самара, Россия,
tatarinova-samgtu@mail.ru*

В настоящее время на нефтяных и газовых месторождениях Крайний Север ежегодно добывается порядка 20 % мирового и 90 % российского газа и нефти. С этим регионом на сегодня связано более 20% всех валютных поступлений в государственный бюджет России. Крайний Север на сегодня — это не только мощная сырьевая база страны, но и своего рода гарант энергетической безопасности государства на многие годы вперед, так как здесь сосредоточена четверть всех разведанных мировых запасов природного газа и нефти. Исследование проблем добычи нефти и газа в условиях Крайнего Севера является актуальным для современного процесса освоения данного региона [1, 2].

Одним из месторождений указанного региона и является рассмотренное в настоящей работе Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение, в административном отношении расположенное на территории Мирненского и Ленского районов Республики Саха [3].

В геологическом строении месторождения принимают участие метаморфические образования архей-протерозойского возраста и осадочные образования. Основная нефтегазоносность данного месторождения связана с ботуобинским горизонтом нижней подсвиты Бюкской свиты.

Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение находится в центральной части Мирнинского выступа – положительной структуры I порядка в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы Сибирской платформы. В пределах выступа геолого-геофизическими исследованиями выявлен ряд кулисообразно расположенных антиклинальных структур III порядка. К одной этих структур - Среднеботуобинской, приурочено одноименное месторождение.

Особенностью Среднеботуобинского месторождения является наличие блоковой тектоники. В пределах месторождения выделены четыре

крупных тектонических блока: Центрального, Западного, Восточного и Северного, осложненных, в свою очередь, разломами более мелкого порядка (Рис. 1.). Все выделенные нарушения считаются гидродинамическими барьерами.

В настоящее время в разработке находится только Центральный тектонический блок, содержащий залежи нефти и газа [3].

Среднеботуобинское месторождение является крупным, как по запасам нефти, так и по запасам газа. Доказанная нефтегазоносность на месторождении, как отмечалось ранее, связана с отложениями ботуобинского горизонта, который распространен на всей площади Центрального тектонического блока. В пределах Центрального тектонического блока выделяется пять более мелких блоков, из которых блоки I, II и V являются нефтенасыщенными, а III и IV газонасыщенными (Рис.1).

В данной работе рассмотрены особенности разработки залежей только нефтенасыщенных блоков, составляющих единый объект разработки.

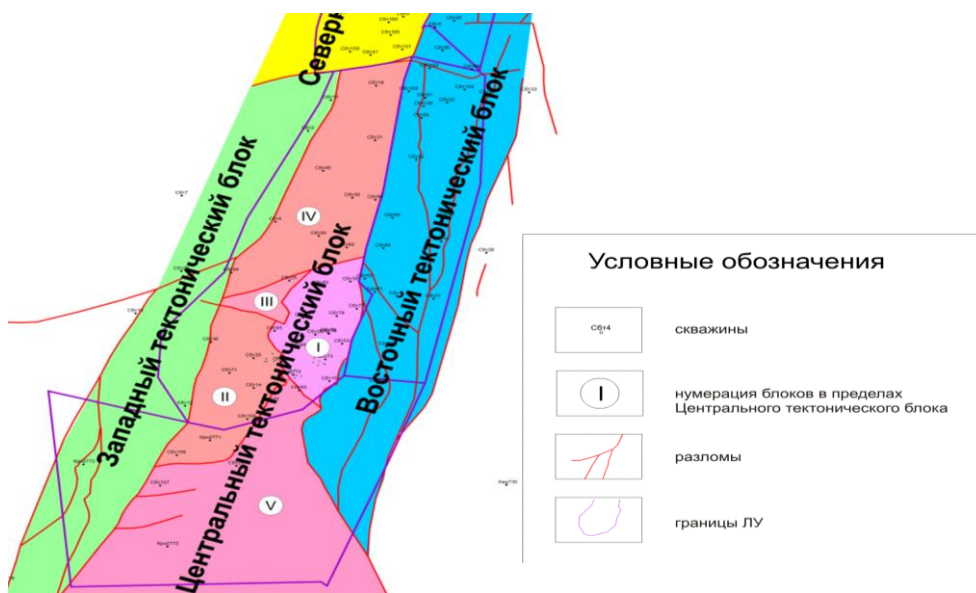


Рис. 1. Схема расположения тектонических блоков Среднеботуобинского месторождения

Пласт Бт сложен мелко-среднезернистыми песчаниками с прослоями крупнозернистых, гравелитистых песчаников, алевролитов, реже аргиллитов. Средняя глубина залегания продуктивных отложений ботубинского горизонта – 1900 м.

Все три залежи нефти пласта Бт Центрального блока - пластовые, сводовые, тектонически экранированные, тип коллектора залежей терригенный поровый.

Коэффициенты пористости залежей пласта Бт составляют: для залежи I – 16,3%; для залежи II – 16,8%; для залежи V – 16,7%. Значения проницаемости для залежей I, II и V составляют: 0,354; 0,378 и 0,302 мкм² соответственно.

Нефть всех нефтяных залежей пласта Бт по плотности относится к очень легкой (среднее значение – 807,8 кг/м³), являются сернистой (в среднем 0,80 %), средне и высокосмолистой (14,96-42,1 %, в среднем 27,4 %), парафинистой (в среднем 1,91 %), имеет малую динамическую вязкость - 6,49 мПа·с. Начальное пластовое давление равно давлению насыщения нефти газом и составляет 14,02 МПа. Начальная пластовая температура 12 °С.

Кроме особо сложного строения к особенностям рассматриваемого объекта разработки, можно отнести то, что 80 % запасов объекта приурочены к подгазовым зонам, 12 % - контактные с водой, все запасы нефти сосредоточены в оторочках, что предопределяет газопроявления при эксплуатации скважин и необходимость регулирования режимов их работы [3].

Разработка объекта, состоящего из нефтенасыщенных залежей I, II и V пласта Бт, осуществляется с 1984 года. На 01.01.2017 г. нефтенасыщенных залежей пласта Бт находится в начале второй стадии разработки.

На 01.01.2017 г в работе находится 28 добывающих скважин, большинство скважин являются высокодебитными, (с дебитом от 50 до 200 т/сут работают 26 скважин, а с дебитами меньше 50 т/сут только 2 скважины). Обводненность на месторождении долгое время практически отсутствовала, и только начиная с 2014 г. три скважины работают с обводненностью до 10%. Столь продолжительный период безводной эксплуатации скважин, работающих на данном объекте, связан с высоким значением газового фактора (до 4000 м³/т), из-за прорыва газа из газовой шапки. Следует также отметить, что в условиях высокой песчанности и низкой расчлененности, которые имеют место на данном объекте разработки, эта проблема носит массовый характер [3, 4].

Всего к настоящему времени на объекте пробурено 52 скважины, в эксплуатации находится 28, в бездействии 1, в освоение 13, переведена под закачку 1, ликвидированы 9). Разработка объекта ведется горизонтальными скважинами, расположенными по рядной схеме с расстоянием между рядами 500 м, между скважинами – 1 000 м. С 2016 г на месторождении ведется активное бурение и освоение новых эксплуатационных скважин.

Все залежи объекта с начала разработки по настоящее время разрабатываются на газонапорном режиме. Система ППД не сформирована. Изменение энергетического состояния залежей не значительное, только в трех скважинах, к настоящему времени, давление понизилось более чем на 3 МПа.

Также следует отметить, что за три последние года фактические показатели разработки на объекте были ниже проектных, что связано в основном с разницей порядка 30%, между действующим и запроектированным количеством добывающих скважин [3].

В дальнейшем для достижения проектного КИН и интенсификации процесса разработки на объекте планируется бурение еще 500 скважин, в том числе добывающих горизонтальных – 351, нагнетательных – 136 горизонтальных, прочих – 13, и предусматривается организация площадного заводнения по семиточечной системе с переводом части горизонтальных добывающих скважин под закачку. Кроме того, в связи с *значительным количеством газа*, система ППД планируется также с закачкой в газовую шапку до 90 % добываемого газа.

Библиографический список:

1. *Картамышева Н. С., Вахрушин И. А., Перевала М. Н., Трескова Ю. В.* Проблемы добычи нефти и газа в условиях Крайнего Севера // Молодой ученый. — 2015. — №13. — С. 845-848.
2. *Горбатилов В.А., Соколов С.М.* Проблемы обустройства нефтяных месторождений в условиях Крайнего Севера // Нефтяное хозяйство. - 2008. №5. – С.19-21.
3. «Дополнение к технологической схеме разработки Среднеботуобинского месторождения», ЗАО «ТИНГ», Тюмень, 2014 г.
4. *Персиянцев М.Н.* Добыча нефти в осложненных условиях./ Персиянцев М.Н. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. - 653 с.

УДК 622.276 665.642

**РАЗРАБОТКА ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ
ПРОМЫСЛОВОЙ ЗОНЫ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С
УСТАНОВКОЙ МИНИ-НПЗ**

В.В. Тян, В.В. Гусев, С.И. Губанов

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

С каждым годом доля запасов высоковязкой и битуминозной нефти (ВВН и БН) увеличивается в общем объеме запасов углеводородов и в настоящее время составляет 82% мировых запасов нефти. В Мелекесской впадине, которая проходит по территории Самарской области, Татарстана и Башкортостана, находится 45% запасов российской ВВН и БН, содержащих 700-750 граммов ванадия на тонну нефти и другие металлы, стоимость которых превышает стоимость самой нефти.

ВВН и БН характеризуются высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ, высокой концентрацией металлов и сернистых соединений, высокими значениями плотности и вязкости, поэтому традиционные технологии добычи, подготовки, транспортировки и переработки нефти не могут быть использованы.

Рассматривая перечисленные выше процессы как единый технологический процесс изменения физико-химических свойств нефти, необходимо найти оптимальный вариант с минимизацией энергозатрат, затрат на оборудование с получением дополнительных продуктов, по стоимости в несколько раз превышающих рыночную стоимость добытой нефти. Стратегические металлы (V, Ni) являются ценными попутными компонентами, содержание которых в нефти и остатках их переработки сопоставимо и даже в некоторых случаях превышает их количество в рудных источниках. ВВН и БН являются потенциальными источниками ванадиевого сырья, по качеству превосходящего продукт, получаемый при традиционной добыче.

Кроме этого, деметаллизация исключает затраты НПЗ, связанные с дезактивацией катализаторов, интенсивным золовым заносом и высокотемпературной коррозией оборудования, а также снижает количество экологически вредных выбросов в окружающую среду в процессе использования продуктов нефтепереработки.

Целью данной работы является разработка оптимальной технологии добычи и подготовки ВВН. В связи с этим предлагается строительство единой экологически чистой промышленной зоны, внутри которой расположены устья добывающих наклонно-направленных скважин и все технологические объекты: УПСВ, УППД и блочная ТЭЦ для паротеплового воздействия на пласт и выработки электроэнергии. Кроме того, предлагается разделить скважинную продукцию на асфальтены, содержащие металлоорганические комплексы (в основном V, Ni), и высококачественную нефть, что позволит исключить магистральный транспорт ВВН, выделить получение битумов и металлов в отдельное производство и снизить экологические риски по всей технологической цепочке добыча → подготовка → транспорт → переработка → потребление нефтепродуктов.

1. Разработка месторождения ВВН и БН

При добыче ВВН наиболее эффективными методами извлечения сырья являются тепловые методы. Вязкость тяжелой нефти снижается при подогреве пласта путем нагнетания теплоносителя или внутрипластовым горением. [3]

В данной работе рассматривается метод нагнетания теплоносителя, а именно паротеплового воздействия на пласт (закачка пара при температуре 150 °С), из-за огромной потери углеводородов и ценных элементов нефтяного сырья (V, Ni) в результате внутрипластового горения.

Обычно разработка залежей ВВН связана с бурением большого количества добывающих скважин, при этом, чем выше вязкость нефти, тем плотность бурения скважин больше. [2]

Предлагается при добыче ВВН использовать наклонно-направленные многозабойные скважины длиной от 500 до 1500 м за счет циклической закачки в различные части пласта пара с температурой порядка 150 °С, производимого на ТЭЦ.

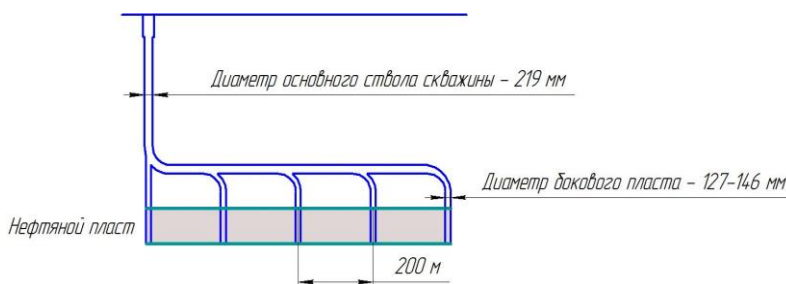


Рис.1 Схема строительства наклонно направленной многозабойной скважины

На примере гипотетического месторождения (рисунок 2) рассмотрим различия между стандартным и предлагаемым вариантами добычи ВВН с помощью паротеплового воздействия на пласт.

Таблица 1

Исходные данные гипотетического месторождения

НБЗ (начальные балансовые запасы), млн тонн	23,7
НИЗ (начальные извлекаемые запасы), млн тонн	5,2 (КИН = 21,9%)
НИЗ (начальные извлекаемые запасы) (проект МС), млн тонн	10,3 (КИН = 43,5%)
Размер месторождения, км	4x6

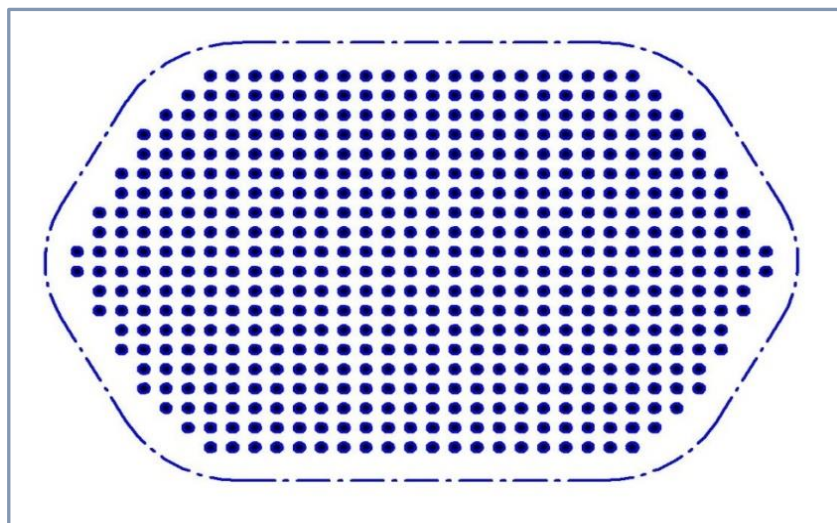


Рис.2 Количество вертикальных и наклонно-направленных скважин на месторождении

В стандартном варианте для разработки месторождения с помощью вертикальных и наклонно-направленных скважин с использованием метода паротеплового воздействия необходимо пробурить от 520 до 550 скважин на расстоянии 200 м друг от друга и расположить их на 22-25 кустовых площадках. Это приведет к формированию внутрипромысловой сети автодорог с твердым грунтовым покрытием с суммарной протяженностью до 25 км и строительству внутри промысловой нефтесборной сети протяженностью 25 км, кроме этого строительства паропроводов высокого давления в объеме до 25 км. Схема разработки месторождения с помощью вертикально-направленных скважин показана на рисунке 3.

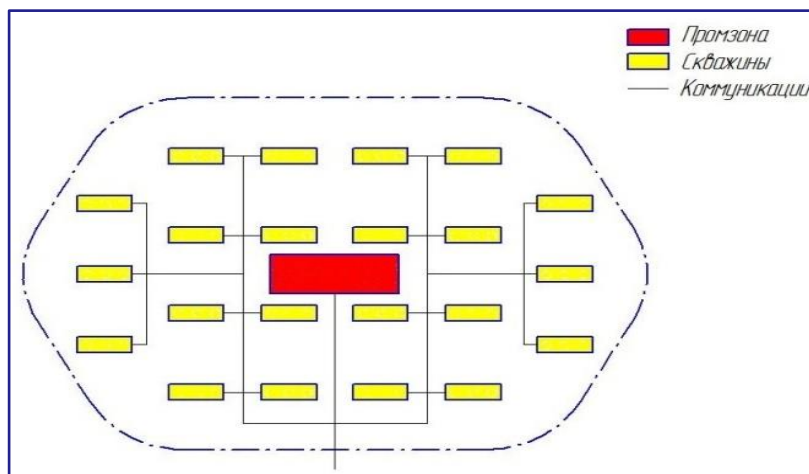


Рис.3 Схема расположения промышленных зон и коммуникаций при стандартном варианте разработки

Для сбора и транспортировки ВВН, добытой из скважины, на каждой площадке куста строится локальный промышленный блок, состоящий из:

1. ГЗУ- индивидуальнойгазомерной установки, осуществляющей сбор продукции и индивидуальный замер дебитов по скважинам;
2. Кустовой трубопроводной системы, осуществляющей сбор продукции от устья скважин доГЗУ;
3. БГ – блока гребенки, распределяющий пар от парогенератора до каждой из скважин;
4. Пароводонагнетальной системы от БГ до устья скважин
5. Системы энергообеспечения – пункта приема электроэнергии (ТП 36/6) от магистральных ЛЭПи кабельной электросети от трансформатора до устья скважин;
6. Трубного подогрева водонефтяной смеси в условиях добычи нефти при низких температурах.

Так как ВВН всегда содержит агрессивные компоненты (сероводород, высокоминерализованные подземные воды и др.), то транспортировка добываемой продукции от куста скважин до установки первичной подготовки нефти, газа и воды осложняется, как формированием «пробок» из отложений АСПО, так и порывами трубопроводов из-за внешней и внутренней коррозии металлов. В связи с этим необходимы большие затраты, как на строительство промобъектов добычи ВВН и коммуникаций, так и на их обслуживание и поддержание в рабочем режиме. [4]

При использовании наклонно направленных многозабойных скважин удается сократить общее количество скважин до 110. Многозабойные скважины предлагается объединить в суперкусты с целью снижения количества кустового оборудования и внутрипромысловых коммуникаций. Наиболее оптимальное положение суперкустов представлено на рисунке 4. В центре месторождения располагается единый объект добычи нефти (ЕОДН), включающий в себя:

- Добывающие и паронагнетальные скважины с внутрикустовыми объектами добычи нефти, расположенные по периметру ЕОДН;
- мини-НПЗ, где проводится первичная подготовка и переработка нефти; [1]
- ТЭЦ;
- многофункциональная электрогенерирующая установка, топливом для которой являются второстепенные попутные продукты добычи нефти (попутный газ, мазут, возможно, сероводород);
- административно-жилищный комплекс.

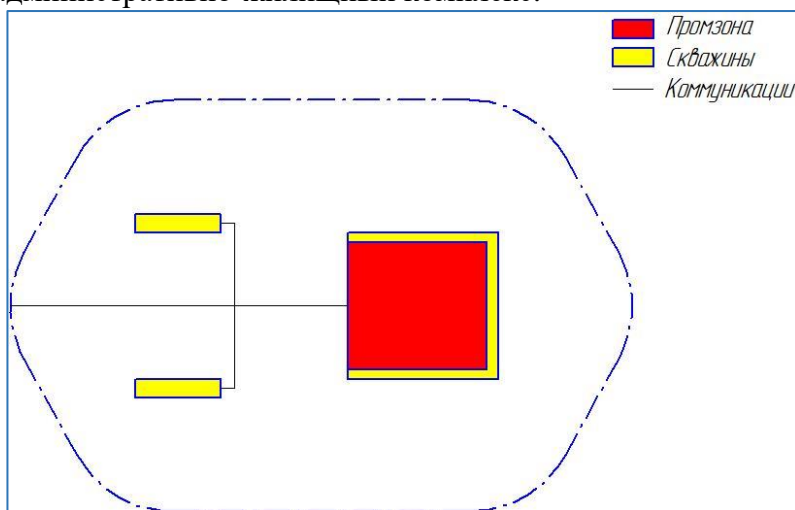


Рис.4 Схема расположения промышленных зон и коммуникаций при проектном варианте разработки

Системное воздействие на пласт заключается в закачке пара и последующем отборе водонефтяной эмульсии циклами (табл.2).

Таблица 2

Режим работы циклов отборов и паронагнетания в скважину

	Операции	V, м ³	T, сут.
1-й цикл	Закачка пара	120	2
	Отбор жидкости	180	7
2 –й цикл	Закачка пара	750	8
	Отбор жидкости	1125	45
3-й цикл	Закачка пара	3000	30
	Отбор жидкости	4500	180
4-йцикл	Закачка пара	6500	65
	Отбор жидкости	9 750	325
5-й цикл	Закачка пара	12 050	120
	Отбор жидкости	18 080	361
Итого (закачка/отбор):		22420/ 33635	225/918

В связи с избытком тепла и перегретой воды при производстве электроэнергии на ТЭЦ, осуществлении системного паротеплового воздействия (СПТВ) в больших объемах становится рентабельным.

Также, очевидно, что при использовании системы многозабойных скважин снижается отрицательное воздействие на окружающую среду.

Таблица 3

Сравнительная характеристика стандартного и проектного вариантов разработки месторождения ВВН

	Типовая схема	Проект ЕОДН
Количество скважин, шт	520-550	110
Площадь промышленных объектов, Га	195-211	395,0
Внутрипромысловые автодороги с твердым покрытием, км	25,0	7,5
Внутрипромысловые нефтесборные трубопроводы, км	25,0	7,5
Внутрипромысловыепаро, водонапорные трубопроводы, км	25,0	7,5
Внутрипромысловые линии электропередачи 6,0 КВт, км	29,0	9,2
Кустовое оборудование (ГЗУ, БГ, ТП и т.д.), комплект	22-25	5

В таблице 3 представлена сравнительная характеристика разработки месторождения с помощью вертикальных и наклонно-направленных скважин и метода разработки месторождения с помощью многозабойных скважин. Таким образом, предложенный в данной работе метод разработки является эффективнее существующего на данный момент метода.

Заключение

В ходе научного исследования были разработаны метод добычи нефти с помощью наклонно-направленных многозабойных скважин и проект ЕОДН. Преимуществами данных технологических схем являются:

- сокращение количества скважин;
- сокращение количества комплектов кустового оборудования внутри промысловых коммуникаций;
- снижение отрицательного влияния на окружающую среду;
- возможность самостоятельного энергообеспечения за счет попутных продуктов добычи и первичной переработки нефти.

Разделение скважинной продукции на асфальтены и высококачественную нефть позволит:

- исключить магистральный транспорт ВВН;
- осуществлять поставку на НПЗ облепченного нефтяного сырья;
- значительно снизить затраты НПЗ, связанные с дезактивацией дорогостоящих катализаторов и высокотемпературной коррозией оборудования;
- значительно снизить количество экологически вредных выбросов в окружающую среду в процессе использования продуктов нефтепереработки;
- выделить получение высококачественных битумов и асфальтов в самостоятельное производство;
- извлекать 85-90% стратегических металлов (V, Ni) из ВВН и БН.

Предлагаемый проект разработки месторождения ВВН и БН с получением в качестве дополнительных товарных продуктов чистых металлов и товарных соединений позволит обеспечить необходимую рентабельность добычи трудноизвлекаемой нефти, а также обеспечить рентабельность, устойчивость проекта в целом и повысить ресурсный потенциал Российской Федерации по редким и редкоземельным металлам.

Библиографический список:

1. Анчита Х., Снейт Дж. Переработка тяжелых нефтей и нефтяных остатков. Гидрогенизационные процессы / СПб.: ЦОП «Профессия», 2013. – 384 с.
2. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан / Р.Х. Муслимов, Г.В. Романов, Г.П. Каюкова и др. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012 г. – 396 с.

3. *Липаев А.А.*, Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов.-М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013 г.-484 с.

4. Асфальтены: проблемы и перспективы/ Камран Акбарзаде, Ахмед Хаммами, Абдель Харрат, Дэн Чжан, Эдмонтон, Альберта, Канада, 2016 г., 27 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ОДНОРОДНОГО И НЕОДНОРОДНОГО ПЛАСТА

А.А. Фокин

СамГТУ

Самара, Россия, bunjiu@gmail.com

При разработке нефтяных месторождений часто прибегают к методу поддержания пластового давления. При заводнении вырабатываются запасы нефти в основном только в высокопроницаемых пропластках. Это связано с тем, что при поддержании пластового давления закачкой воды в нагнетательные скважины подвижность флюида в высокопроницаемых слоях кратно выше разреза в целом. Кроме того, имеет место превышение давления закачки, что приводит к возникновению техногенных трещин и, следовательно, к прорыву воды в высокопроницаемые слои [1].

Для повышения эффективности разработки трудно-извлекаемых запасов применяют технологии стационарного заводнения при неполной компенсации отборов жидкости, а также использование технологий нестационарного заводнения [2].

В статье представлены результаты расчетов показателей разработки по гидродинамическим моделям несуществующего месторождения при реализации технологии заводнения с различной степенью компенсации, которая является модификацией нестационарного заводнения неоднородных коллекторов. Механизм технологии - увеличение упругого запаса пластовой системы с активизацией капиллярных, гравитационных и деформационных сил. В результате указанного комплексного механизма фильтрации водо-насыщенность обводненных участков уменьшается, что приводит к росту коэффициента охвата пласта воздействием [3].

Для рассмотрения данного вопроса, мною было построено две модели месторождения: 1) однородная - с одинаковыми значениями

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

проницаемости, насыщенности и пористости для всех ячеек ННЗ; 2) неоднородная - с разным распределением данных параметров.

На рисунках 1-5 представлены входные параметры и схемы используемых в опытах моделей. (а – для неоднородного пласта; б – для однородного)

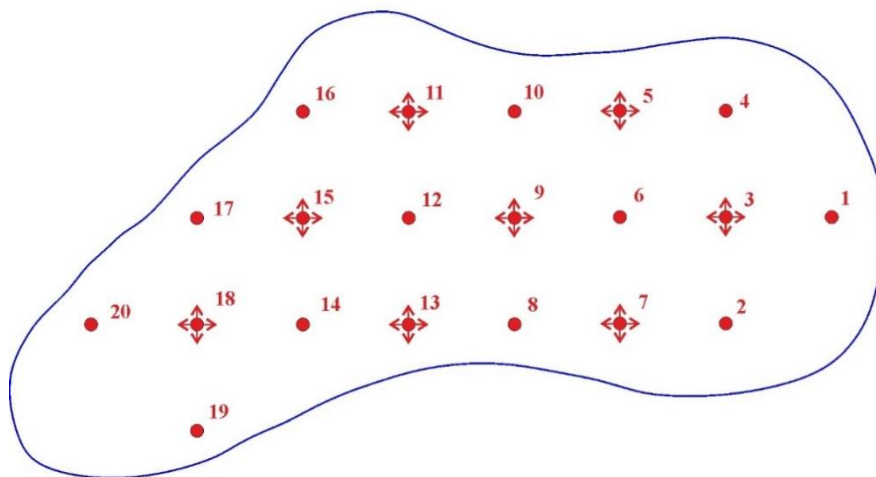


Рис. 1 – Схема расположения скважин

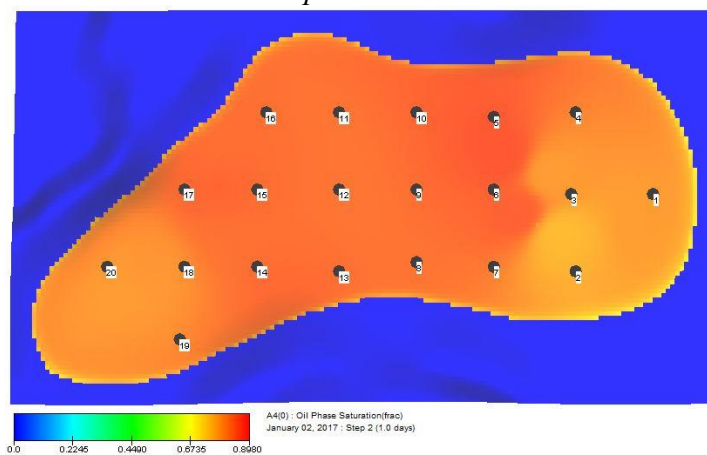


Рис. 2 - Распределение насыщенности

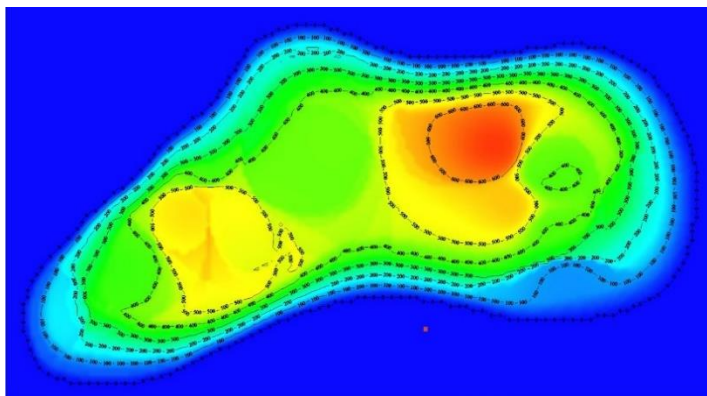


Рис. 3 - Начальные подвижные запасы

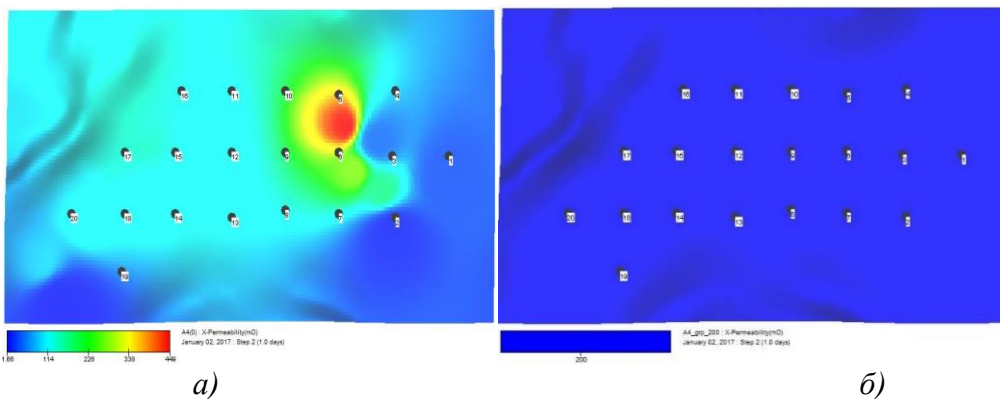


Рис. 4 - Распределение проницаемости

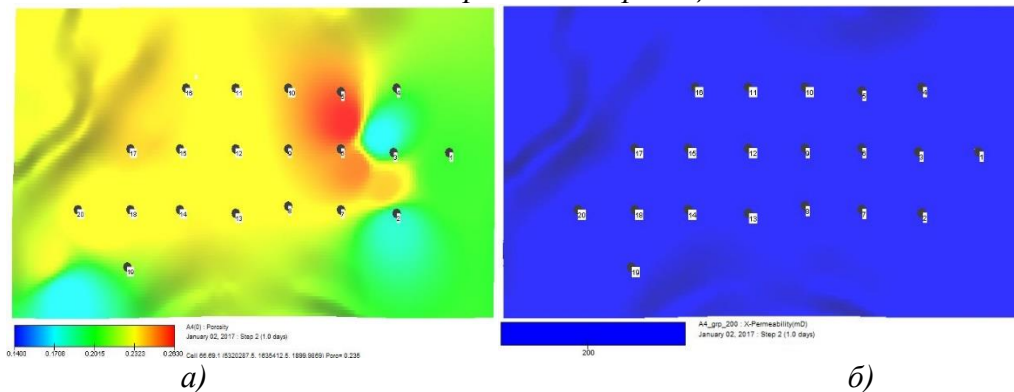


Рис. 5 - Распределение пористости

На базе построенных моделей проводился ряд опытов: не меняя характер работы добывающих скважин, изменяли приемистость нагнетательного фонда. Было выбрано два режима работы нагнетательных

скважин: 1) с ограничением приемистости $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и давлением 200 атм ;
2) с ограничением приемистости $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ и давлением 250 атм .

Таким образом, рассмотрено по 2 варианта для каждой геологической модели – всего 4 гидродинамических моделей.

Перед принятием граничных значений приемистости и давления нагнетательных скважин, мною был произведен расчет давления разрыва пласта (формула 1):

$$P_{\text{разр}} = P_{\text{в.г.}} - P_{\text{пл}} + s_p = 286 \text{ атм} \quad (1)$$

где $P_{\text{в.г.}}$ – вертикальное горное давление;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление;

s_p – давление расслоения пород.

Для отслеживания характера вытеснения флюида для данных моделей были построены карты остаточных подвижных запасов через определенные интервалы времени (рисунки 6, 7: а, в - 2030 год, б, г – 2100 год; а, б – 1 опыт, в, г – 2 опыт)

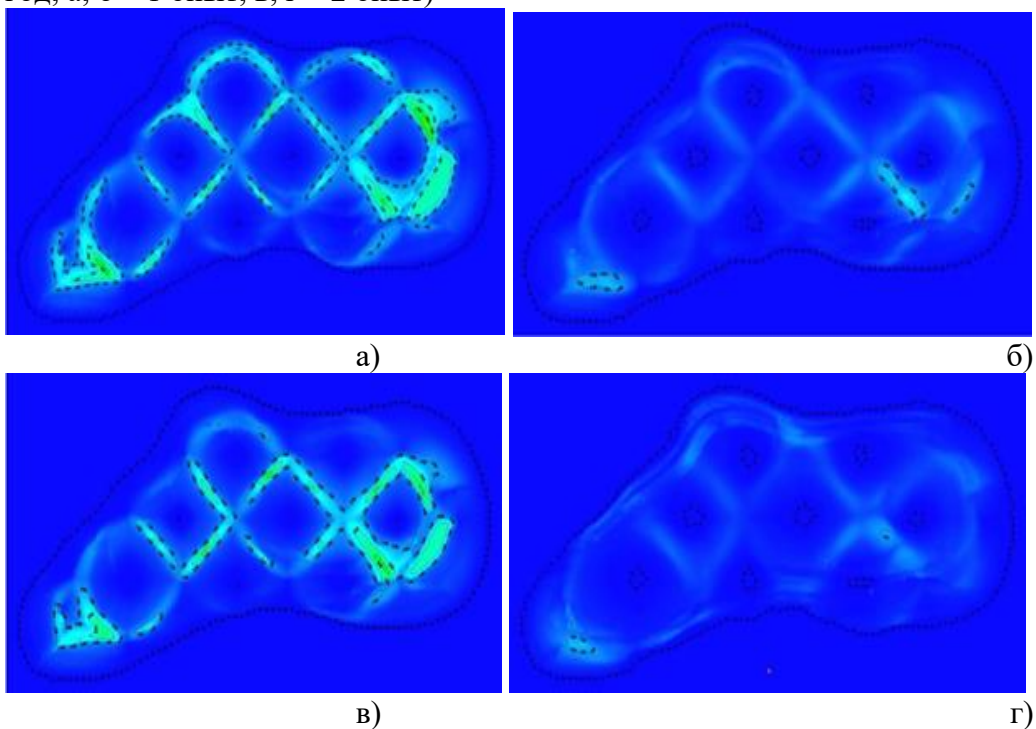


Рис. 6 – Карты остаточных подвижных запасов для неоднородного пласта

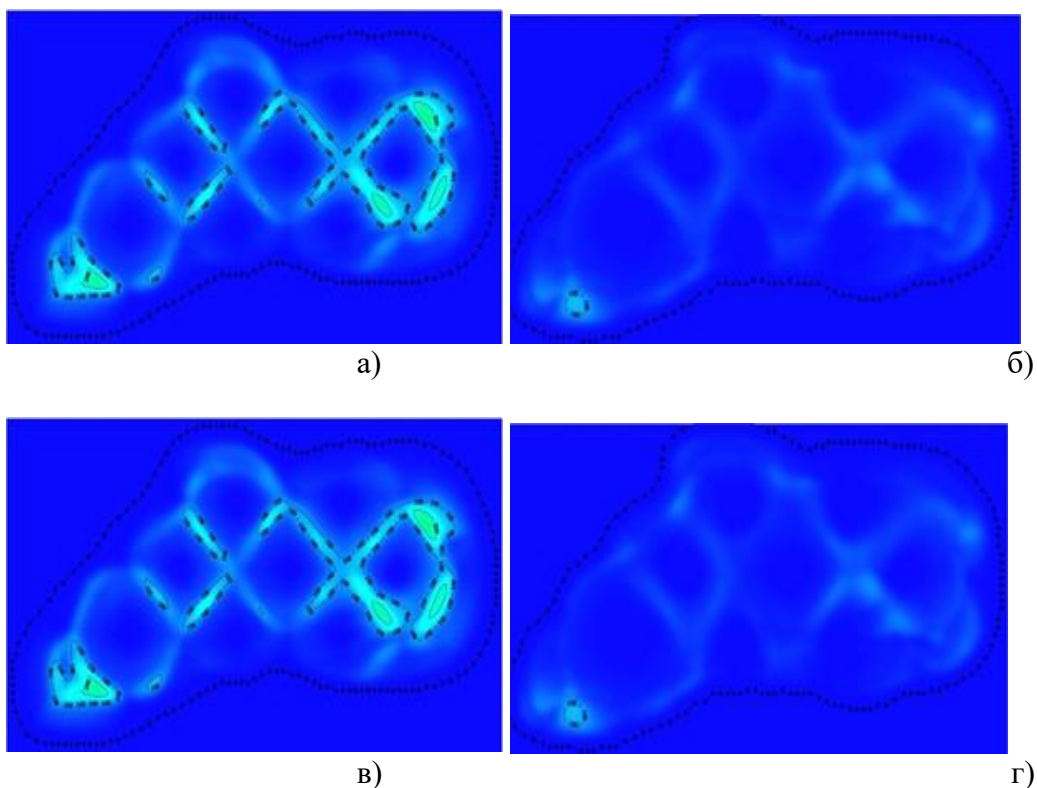


Рис. 7 – Карты остаточных подвижных запасов для однородного пласта

Вывод:

- 1) Эффект от нестационарного заводнения наблюдается лишь в неоднородных моделях. Рекомендуется применение данного метода в неоднородных залежах.
- 2) Наибольший эффект от нестационарного заводнения наблюдается при работе нагнетательных скважин с приемистостью 200 м³/сут и давлением 250 атм (близкой к давлению разрыва породы).

Библиографический список:

1. Белоногова, Е.А. Нестационарное извлечение нефти из заводненного зонально-неоднородного по проницаемости пласта. // Патракова Е.П., Иванов В.А. Нефтепромысловое дело. – 2012. - №3. – С. 30-34.

2. Газизов, А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 639 с.

3. Панахов, Г.М., Аббасова, Н.Н. Гидродинамический метод извлечения заземленной углеводородной жидкости в условиях капиллярной неоднородности. // Нефтяное хозяйство. – 2015. - №2. – С. 49-52.

ОПТИМИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ РЕАГЕТОВ-РАСТВОРИТЕЛЕЙ

Л.Н.Хромых, А.В.Никитин, А.Т.Литвин

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия,
nikitni.oil@yandex.ru*

На сегодняшний день наблюдается тенденция истощения нефтегазовых месторождений с традиционными запасами [2,3,5]. Внимание крупных компаний-операторов все больше и больше привлекает добыча высоковязкой нефти (ВВН), как альтернативы для поддержания текущего уровня добычи [8]. Однако добыча подобных, трудноизвлекаемых, запасов на данный момент характеризуется высокими энергозатратами по причине высокой вязкости продукции, а также, что немаловажно, склонности к образованию стойких водонефтяных эмульсий [13]. Данные свойства обусловлены сложным составом ВВН, а также проявляющимися ввиду этого тиксотропными свойствами [9,10,]. Такие нефти также характеризуются аномальными реологическими свойствами ввиду высокого содержания в такой нефти асфальтенов, смол и парафинов [1,15,16].

Как можно судить по характеристике нефти месторождений юго-восточного борта Мелекесской впадины (Отложения Карбона, Самарская область) (табл. 1), представленной в работе [2] высокая вязкость и плотность нефти обусловлена значительным содержанием асфальтенов, смол и парафинов.

Таблица 1 –

Характеристика нефти месторождений юго-восточного борта
Мелекесской впадины (отложения карбона, Самарская область) [2].

Горизонт, ярус, пласт (Каменноугольная система)							
Параметр	Верейский	Башкирский	Северокельтменский	Тульский	Бобриковский		Турнейский
	A ₃	A ₄	A ₅	B ₀	B ₂ и I залежь B ₂ '	B ₃	B ₁
1. Вязкость нефти, мПа·с	165	215	418	206	116	134,8	92
2. Плотность нефти, кг/м ³	919	931	912	926	922	916	925
3. Содержание Асфальтенов, %	8,29	8,4	8	10,3	9,22		6,6
4. Содержание смол, %	5,33	8,84	8	7,4	13		12,4
5. Содержание Парафинов, %	3,5	3,44	2,1	4,65	4,6	4	5,1

По данным таблицы 1 невозможно судить о какой-либо зависимости между содержанием АСПВ и реологическими свойствами нефти месторождений Мелекесской впадины, так как в данном случае не представляется возможным обобщение ввиду различной пластовой температуры. Известно, что существует зависимость между температурой нефти и её реологическими свойствами, вязкость и напряжение сдвига уменьшаются при увеличении температуры, преимущественно это обусловлено плавлением парафинов при температуре 30-40°C [6]. Зависимость реологических свойств нефти от её температуры и содержания в нефти АСПВ отчетливо видна в таблице 2 [2].

Таблица 2 –
Характеристика проб исследуемой нефти [2].

№ п/п	Месторождение (пласт)	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Литологический тип коллектора	Содержание смол, %	Содержание асфальтенов, %	Пластовая температура, °С
1	Авралинское (Б ₂)	182,6	Терригенный	6,56	8,5	37
2	Сборновское (В ₁)	461,1	Карбонатный	15,6	6,31	30,2
3	Стреловское (А ₄)	276,2	Карбонатный	11,75	9,19	26
4	Юганское (Д _{3fm})	50,1	Карбонатный	11,07	8,26	46

Целью данной работы является обзор метода изменения реологических свойств ВВН с помощью реагентов-растворителей для оптимизации её добычи с использованием глубинно-насосного оборудования.

Производится обобщение технологии применения реагентов-растворителей для повышения эффективности эксплуатации добывающих скважин, вскрывших пласты с ВВН, а также базовая оценка экономической эффективности проведения мероприятия оптимизации добычи высоковязкой нефти путем применения реагентов-растворителей.

Разработано множество способов регулирования таких реологических свойств нефти, как плотность, вязкость, а также напряжение сдвига и другие характеристики [4,11,12]. Однако применение реагентов-растворителей является одним из самых эффективных, в плане коэффициента нефтеизвлечения, и экономически выгодных мероприятий, что подтверждается различными исследованиями [7,8,14,15].

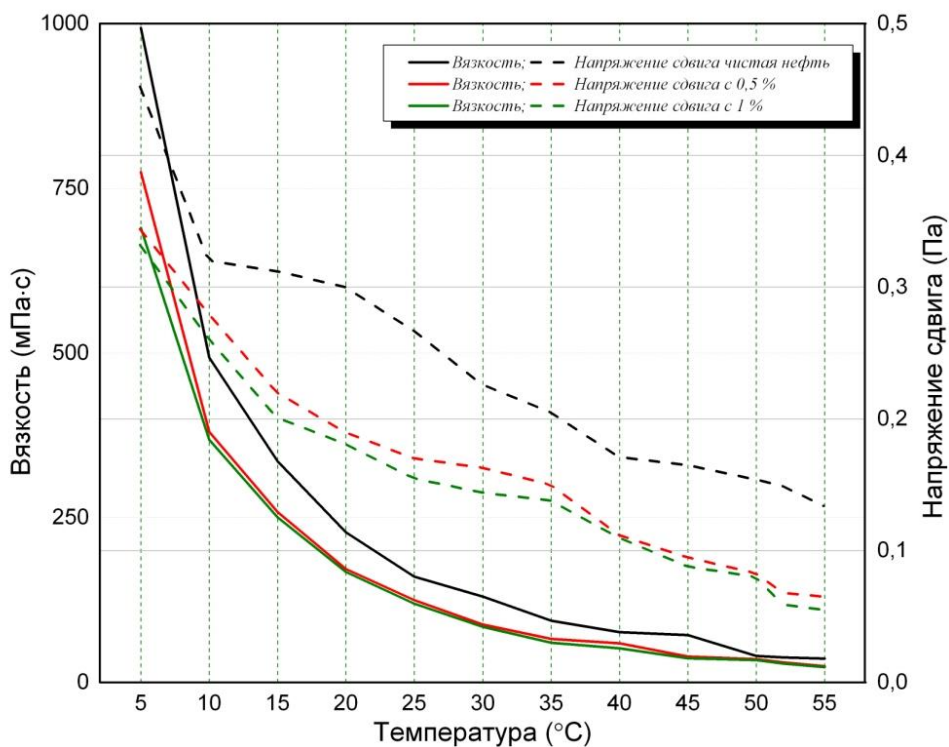


Рис. 1 – Графики зависимостей эффективной вязкости и напряжения сдвига от температуры для образцов сырой нефти и с добавлением реагента-растворителя в указанных концентрациях [8].

При подборе реагента-растворителя для использования его на скважине необходимо руководствоваться в первую очередь углеводородным и компонентным составами нефти [7]. Например, если в составе нефти содержится значительное количество асфальтенов, то для их растворения и, соответственно, предотвращения их выпадения необходимо использовать реагент с повышенным содержанием ароматических углеводородов, подобным требованиям отвечает НЕФРАС А-130/150.

Существует несколько групп реагентов-растворителей, различающихся по углеводородному составу, исходному сырью и технологии получения. Данные группы представлены в таблице 3.

Таблица 3 –

Группы нефтяных растворителей в зависимости от состава

Наименование группы	Обозначение	Характеристика группы
Парафиновые	П	Содержание нормальных углеводородов более 50 %
Изопарафиновые	И	Содержание изопарафиновых углеводородов более 50 %
Нафтеновые	Н	Содержание нафтеновых углеводородов более 50 %
Ароматические	А	Содержание ароматических углеводородов более 50 %
Смешанные	С	Содержание каждой из групп углеводородов не превышает 50 %

Рациональным решением также является подача реагента-растворителя на прием глубинного электроцентробежного насоса, при этом состав поступает на приемную сетку. При использовании такого метода расход растворителя может быть значительно снижен, по сравнению с традиционным способом подачи в затрубное пространство.

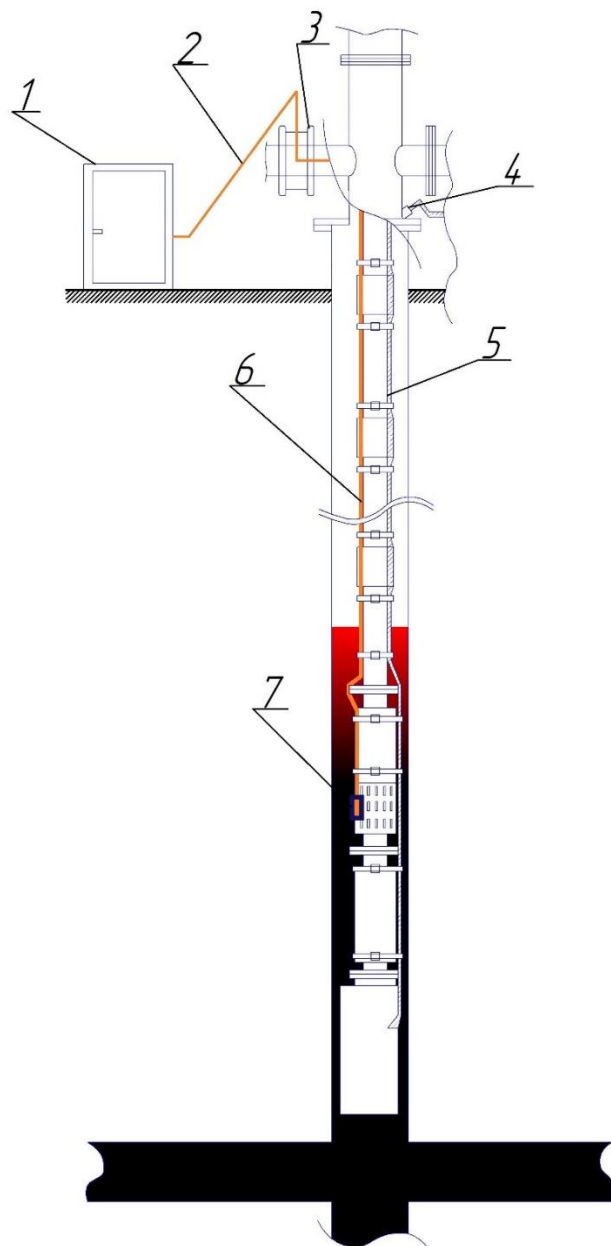


Рис. 2 – Схема подачи реагента на прием УЭЦН (1 – дозирующая установка; 2 - наземный трубопровод; 3 - устройство ввода через боковой отвод фонтанной арматуры типа АФК; 4 -устройство ввода через кабельный ввод фонтанной арматуры типа АФК; 5 -питающий кабель УЭЦН; 6 - скважинный капиллярный трубопровод; 7 - клапан-распылитель).

По скважинному капиллярному трубопроводу (6), закрепленному на внешней поверхности НКТ химический реагент поступает в клапан-распылитель (7).

После распыления у приемной сетки УЭЦН реагент растворитель поступает в насос, где интенсивно перемешивается рабочими колесами УЭЦН. Таким образом, далее, по насосно-компрессорным трубам (НКТ) поступает смесь реагента-растворителя и высоковязкой нефти, при этом вязкость нефти после перемешивания вместе с растворителем в насосе значительно снижается, что облегчает её подъем по НКТ, а также дальнейшую транспортировку по системе сбора и подготовки. Благодаря этому возможно повысить энергоэффективность производства, т.е. сократить затраты на электроэнергию при добычи высоковязкой нефти. В сравнении с существующими способами регулирования реологических свойств нефти в НКТ, рассматриваемый нами способ, имеет ряд преимуществ т.к. растворитель, находясь в нефти, снижает её вязкость на более длительный промежуток времени, чем, например, при температурном воздействии, что облегчает транспортировку нефти вплоть до резервуарного парка и поступления её на отгрузку в трубопровод или специализированный транспорт. На всем пути транспортировки нефти происходит регулирование реологических свойств ВВН таких, как вязкость и напряжение сдвига.

Немаловажным преимуществом в использовании реагента-растворителя является серьезное влияние его на процессы формирования асфальтеносмолопарафиновых отложений.

При подборе реагента-растворителя важным условием выбора является экономическая целесообразность использования определенного состава. Выполнить базовый расчет экономической эффективности представляется возможным с помощью простых математических действий, зная стоимость тонны нефти на данный момент, а также стоимость приготовления состава реагента-растворителя.

Примем стоимость 1 м³ нефти равной 10 тыс. рублей, стоимость же 1 м³ реагента-растворителя предположим будет равняться 50 тыс. рублей. При такой стоимости реагента целесообразным является дозировка его в объеме 1% от объема суточного дебита скважины, допустим, что он приблизительно составляет 10 м³. Следовательно, объем использованного за сутки реагента составляет:

$$0,01 \cdot 10 = 0,1 \text{ м}^3$$

Себестоимость данного состава объемом 0,1 м³ будет равна:

$$0,1 \cdot 50 \text{ тыс.} = 5 \text{ тыс. рублей}$$

Доход же от суточного дебита нефти составит 100 тыс. рублей.

Следовательно, выгода от использования данного реагента растворителя представляет из себя 95 тыс. рублей в сутки. Приведенные математические расчеты показали экономическую целесообразность использования данного реагента-растворителя.

На сегодняшний день существующие технологии применения реагентов-растворителей без сомнения проявляют свою эффективность, однако существует необходимость проведения первичных лабораторных испытаний для подбора оптимального состава реагента-растворителя по отношению к составу пластовой нефти и дегазированной нефти.

Реагенты-растворители являются довольно технологичным составом, т.к. для его применения не требуется специального оборудования или замены какого-либо оборудования, следовательно, данный способ быстро- и легкорезализуем.

Таким образом возможно рекомендовать проведение исследований по подбору реагентов-растворителей к нефтям с высоким содержанием как смол, так и парафинов, при этом следует учитывать их состав.

Однако на данный момент необходимо стремиться к удешевлению реагентов-растворителей и повышению их технологической эффективности в плане регулирования реологических свойств высоковязких нефтей.

Библиографический список:

1. *Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М.* Аномальные нефти. -М.: Недра, 1975. -168 с.
2. *Зиновьев А.М.* Обоснование режима эксплуатации залежей высоковязкой нефти с использованием модели неньютоновского течения и результатов промыслово-гидродинамических исследований: дис. ... канд. техн. наук. -Самара, 2013.
3. *Зиновьев А.М., Ольховская В.А., Ильин И.В.* Экспериментальные исследования реологически сложной нефти месторождений Самарской области (Россия). Нефтепромысловое дело. 2017. № 2. С. 31-38.
4. *Карпунин Н.А., Евсенкова А.О.* Пути повышения эффективности циклического паротеплового воздействия на продуктивные пласты с высоковязкой нефтью. Ашировские чтения. 2016. Т. 2. № 1-1 (8). С. 151-156.
5. *Куклин А.И., Петухов А.В., Роцин П.В., Карпунин Н.А.* Состояние изученности и перспективы применения современных технологий повышения нефтеотдачи пласта при разработке залежей высоковязких нефтей и битумов в Тимано-Печорской провинции. Неделя науки СПбПУ

Материалы научной конференции с международным участием. Лучшие доклады. 2016. С. 242-246.

6. *Литвин В.Т., Роцин П.В.* Изучение влияния растворителя "нефрас с2-80/120" на реологические свойства парафинистой высоковязкой нефти Петрухновского месторождения. Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2013. Т. 1. № -1. С. 127-130.

7. *Орлов М.С., Кищенко М.А., Коновалов К.И., Пеньков Г.М., Бакиев М.Д.* Изучение свойств растворителей, применяемых в нефтяной промышленности. Международный научно-исследовательский журнал. 2015. № 2-4 (33). С. 80-83.

8. *Роцин П.В.* Обоснование комплексной технологии обработки призабойной зоны пласта на залежах высоковязких нефтей с трещинно-поровыми коллекторами: дис. канд. техн. наук. -СПб., 2014. -112 с.

9. *Роцин П.В., Петухов А.В., Васкес Карденас Л.К., Назаров А.Д., Хромых Л.Н.* Исследование реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефтей месторождений Самарской области. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. № 1. С. 12.

10. *Стручков И.А., Васкес Карденас Л.К., Роцин П.В., Хромых Л.Н.* Методы борьбы с отложениями АСПВ на месторождениях высоковязкой нефти Самарской области. Ашировские чтения. 2013. № 1. С. 267-270.

11. *Стручков И.А., Хамитов И.Г., Роцин П.В., Манасян А.Э.* Физико-химические методы борьбы с осложнениями при эксплуатации месторождения парафинистой нефти. Нефтепромысловое дело. 2016. № 4. С. 48-52.

12. *Фарманзаде А.Р., Карпунин Н.А., Хромых Л.Н., Евсенкова А.О., Аль-Гоби Г.* Исследование реологических свойств высоковязкой нефти Печерского месторождения. Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 3-2 (45). С. 116-119.

13. *Хамитов И.Г., Петров Н.А., Стручков И.А., Роцин П.В., Манасян А.Э., Павлов П.В.* Осложнения при добыче парафинистой нефти в условиях выноса механических примесей. Нефтепромысловое дело. 2017. № 1. С. 36-40.

14. *Хромых Л.Н., Литвин А.Т., Никитин А.В.* Обзор применения растворителей в процессе добычи высоковязкой нефти и природного битума. Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 7-4 (49). С. 163-167.

15. *Roschin P.V., Zinoviev A.M., Struchkov I.A., Kalinin E.S., Dziwornu C.K.* Solvent selection based on the study of the rheological properties of oil.

Международный научно-исследовательский журнал. 2015. № 6-1 (37). С. 120-122.

16. *Struchkov I.A., Roschin P.V.* Effect of light hydrocarbons on wax precipitation. International Journal of Applied Engineering Research. 2016. Т. 11. № 16. С. 9058-9062.

УДК 553.982.2

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕПЛООВОГО МЕТОДА БОРЬБЫ
С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ
В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТРАЕКТОРИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ
СКВАЖИНЫ**

Е.В. Черных, Л.Н. Баландин

*Самарский государственный технический университет
г. Самара, Россия,
chernykh_on@mail.ru*

На сегодняшний день нефтедобывающие компании и ученые продолжают искать эффективные способы борьбы с отложениями парафина. Однако окончательного решения данной задачи не получено.

Установка прогрева скважин (УПС) предназначена для депарафинизации нефтедобывающих скважин, работающих от глубинных насосов типа ЭЦН (электрический центробежный насос) или газлифта, а также в фонтанирующих скважинах.

Поддержание по всей глубине скважины температуры выше температуры образования гидратов и выпадения парафинов легко решается с помощью установки для прогрева скважин греющим кабелем.

Греющий кабель работает в самых сложных условиях, полностью очищая скважины от парафина.

Эксплуатация греющих кабелей допускается в скважинах с диаметром НКТ (насосно-компрессорная труба) до 80 мм. Спуск кабеля производится в НКТ (рис. 1).

Установка прогрева скважин состоит из:

- специального геофизического греющего кабеля;
- станции управления;
- устройства герметизации;
- роликов блок-баланса;
- датчиков температуры

кабеля;

- устройства крепления кабеля
 - высоковольтного трансформатора
- (при необходимости).

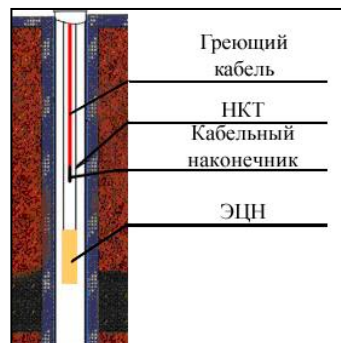


Рис. 1. Лифт НКТ с ГК в эксплуатационной колонне

Принцип работы УПС основан на компенсации потерь восходящим потоком нефти в затрубное пространство путем подачи необходимого количества электрической мощности на каждый элементарный участок греющего кабеля и при необходимости подогрев нефти до температуры выше температуры начала парафинообразований. Кабель непосредственно соприкасается с внутрискважинной жидкостью, поэтому теплопередача идет непосредственно в жидкость. Датчики, расположенные в кабеле, позволяют контролировать температуру потока нефти по стволу скважины и предохраняют кабель от перегрева.

Применение греющих кабелей обеспечивает повышение коэффициента эксплуатации скважин, уменьшение потерь нефти, снижение объема ремонтных работ, уменьшение количества ремонтных бригад.

Однако, прогрев продукции скважин таким тепловым методом без потерь количества электрической мощности возможен только в «идеальных условиях», а именно при точно вниз направленной скважины.

В зависимости от траектории, скважина может быть вертикальной, наклонно-направленной и горизонтальной (рис.2). Ось скважины, даже проходящая в вертикальном направлении, в любом случае является пространственной кривой. В связи с этим вертикальная скважина – это скважина, отклонение которой по проходящей через устье вертикали, находится в допустимых пределах.

Наклонно-направленная скважина – сооружается с отклонением забоя от вертикали, с направлением в заданную точку массива горных пород, по заранее спроектированной траектории.

Горизонтальная скважина представляет собой наклонно-направленную, определенный интервал которой проходит по простиранию

горизонтального, или полого падающего пласта, с небольшим отклонением от горизонтали.

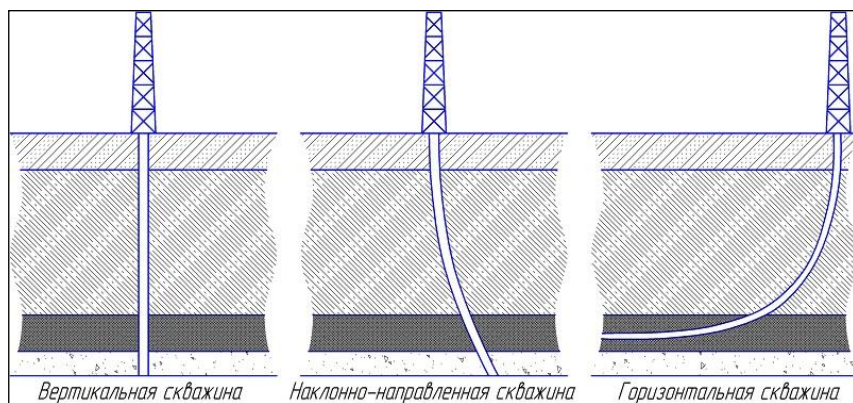


Рис. 2. Подразделение скважин в зависимости от траектории

Рассмотрим подробнее, что происходит с лифтом НКТ и греющим кабелем в эксплуатационной колонне (ЭК) в различных условиях.

На рисунке 3 представлено положение лифта НКТ с греющим кабелем в горизонтальной скважине. Положение (а), (б), (в) соответствует изменению траектории самой эксплуатационной колонны. По мере изменения траектории НКТ с греющим кабелем будет удаляться от стенки А, приближаясь к стенке Б.

На рисунке 4 схематично представлено в сечении как меняется положение НКТ с греющим кабелем внутри колонны в «идеальных» (а) и «естественных» (б, в) условиях.

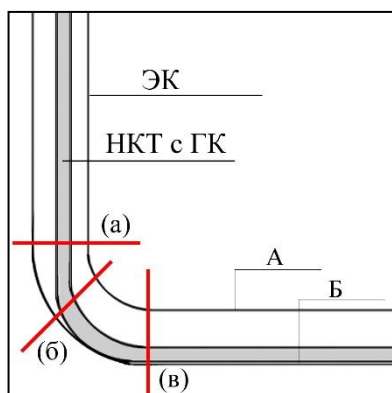
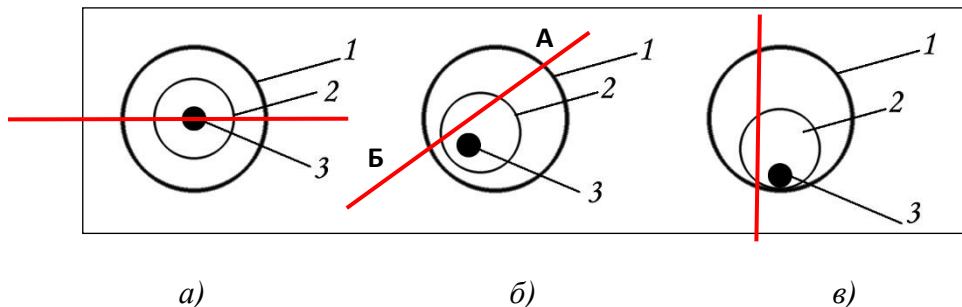


Рис. 3. Положение НКТ с греющим кабелем в горизонтальной скважине

В интервале смены траектории из вертикальной в горизонтальную можно наблюдать состояние (б), т.е. смещение НКТ с греющим кабелем от центра к краю, что приводит к удалению от «стенки» А и приближению к «стенки» Б (см. рис. 4б). На рисунке 4в изображен случай, когда скважина переходит в горизонтальную траекторию и НКТ с греющим кабелем «ложится» на эксплуатационную колонну.



1 – эксплуатационная колонна (ЭК); 2 – насосно-компрессорная труба (НКТ); 3 – греющий кабель (ГК)
а) «идеальные условия»; б) и в) «естественные условия»

Рис. 4. Расположение подвески НКТ в наклонно-направленных скважинах (в поперечном сечении)

Поскольку кабель в НКТ непосредственно соприкасается с внутрискважинной жидкостью и теплопередача идет непосредственно в неё, то затрачиваемая электрическая мощность начинает распространяться и передавать тепло в затрубное пространство и к окружающим породам. Таким образом, для поддержания НКТ в требуемом состоянии мощность ГК должна быть увеличена, для компенсации вышеперечисленных потерь.

Следовательно, можно сделать вывод о том, что эффективность теплового метода борьбы с парафиновыми отложениями, а именно использование греющего кабеля, в зависимости от траектории нефтегазовой скважины, различна. И для компенсации потерь в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, в интервалах вечномерзлых пород, необходимо использовать специальные приспособления, которые позволят удерживать насосно-компрессорной трубы с греющим кабелем внутри в центральном положении, тем самым обеспечивая равномерное распределение тепла по внутрискважинной жидкости.

Библиографический список:

1. *Исаченко В.Х.* Инклинометрия скважин / В.Х. Исаченко. М: Недра, 1987.
2. *Насыров А.М.* Способы борьбы с отложениями парафина / А.М. Насыров. М: ВНИИОЭНГ, 1991.
3. *Черных Е.В., Баландин Л.Н.* Использование нагревающего кабеля при эксплуатации нефтяных скважин с аномальным содержанием парафина в условиях вечной мерзлоты / Е.В.Черных, Л.Н. Баландин. Материалы I МНПК «Булатовские чтения», 2017.

УДК 622.276

**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА ДЗ
ТВЕРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С УЧЁТОМ
ТЕКТОНИЧЕСКОГО ФАКТОРА И ЕСТЕСТВЕННОЙ
ДЕЗИНТЕГРАЦИИ СТРОЕНИЯ**

Д.А. Сизикин, В.А. Ольховская

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
renigm.samgtu@gmail.com*

Тверское нефтяное месторождение расположено в пределах Волжского и Кинельского административных районов Самарской области. На долю пласта ДЗ приходится половина всех извлекаемых запасов нефти, что даёт право считать его основным объектом разработки. Пластовая нефть относится к особо лёгким, её плотность составляет $679,0 \text{ кг/м}^3$, с незначительной динамической вязкостью $0,57 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре $70 \text{ }^\circ\text{C}$ – $13,79 \text{ МПа}$, газосодержание – $175,20 \text{ м}^3/\text{т}$. По товарной характеристике нефть является малосернистой (массовое содержание серы $0,35\%$), малосмолистой ($2,45\%$), парафинистой ($2,45\%$).

Пласт, приуроченный к терригенным отложениям среднего девона, залегает на глубине свыше 3 км, литологически неоднороден. Коллектор сложен песчаниками пористыми, мелкозернистыми, которые расчленены прослоями плотных и глинистых пород. Коэффициент пористости составляет от 0,14 до 0,17, коэффициент песчаности равен 0,82,

коэффициент расчленённости – 2,5. На западном и юго-западном крыльях структуры коллектор замещён плотными непроницаемыми породами, что является следствием проявления разломно-блоковой тектоники [1].

В региональном тектоническом плане Тверское месторождение, осложнённое Центральным и Юго-Восточным куполами, находится в Бузулукской впадине в пределах Кулешовской системы валов и приурочено к одноименному валу. Поверхность кристаллического фундамента на рассматриваемой территории осложнена системой грабенообразных прогибов. С тектоническими инверсиями кристаллического фундамента связаны: изменчивость общей и нефтенасыщенной толщины (последняя варьирует в пределах от 4 м до 32,4 м по основной залежи); разные уровни водонефтяного контакта (от минус 3009-3012,5 м по основной залежи до минус 3039 м в районе скв. 31); сбросовые дислокации и разрывы сплошности осадочных пород. Последнее, в свою очередь, влияет на гидродинамическую связь внутри продуктивного пласта и точность определения его стратиграфических границ.

Для разработки важно то, что тектонические нарушения представляют собой систему разномасштабных разломов и трещин и окружены зонами трещиноватости. Средняя проницаемость терригенного пласта Д3 в границах основной залежи составляет 0,083 мкм² и достигает 0,150 мкм² в районе скв. 31, однако зоны трещиноватости могут повышать проницаемость, одновременно провоцируя ускоренное обводнение скважин.

Пласт Д3 разрабатывается с 1971 года. Максимальная добыча была достигнута в 1976 г. и составила: нефти – 459,1 тыс.т, жидкости – 535,5 тыс.т при текущей обводненности 14,3%. Среднегодовой дебит одной скважины в этот период составил 85,3 т/сут по нефти и 99,5 т/сут по жидкости. В дальнейшем добыча нефти постепенно падала, и к 2000 г. снизилась до 32 тыс.т. Из 42 добывающих скважин, дававших продукцию в течение первых восьми лет, многие были переведены под закачку и на другие горизонты. Бурение дополнительных скважин в период с 2000 по 2010 гг. способствовало увеличению добычи, однако дебиты оказались сравнительно низкими. Причиной явилось снижение пластового давления на отдельных участках площади, несмотря на активный упруговодонапорный режим и хорошую связь залежи с пластовой водонапорной системой. За весь период залежь эксплуатировалась 53 скважинами, из которых 48 были под добычей и 16 под закачкой.

К 2017 году из пласта отобрано свыше 4 млн. т нефти, что составляет порядка 70% по отношению к начальным извлекаемым запасам, текущий

коэффициент нефтеизвлечения (КИН) близок к 0,37 при проектном 0,547. Общий фонд пласта составляет 12 скважин, из них все являются добывающими и оборудованы электроцентробежными насосами. Постоянно в работе находится лишь 5 скважин, 4 в накоплении и 3 остановлены. Среднегодовые дебиты в 2016 г. составили 7,6 т/сут нефти и 43,1 т/сут жидкости. Практически весь действующий фонд характеризуется содержанием воды в извлекаемой продукции свыше 80%, хотя большая часть скважин вступали в эксплуатацию безводными и имели продолжительный период безводной добычи.

Прогноз, выполненный по эмпирическим моделям с использованием интегральных характеристик вытеснения, нельзя считать благоприятным. Расчёты не подтверждают возможность достижения проектного КИН при существующих темпах отбора жидкости, обводнения продукции и технологии воздействия на пласт. На данном этапе необходимо проведение мероприятий по интенсификации добычи нефти, но их результат во многом будет определяться особенностями тектонического развития девонской терригенной толщи и ориентацией разрывных нарушений относительно скважин-кандидатов.

В качестве стимулирующей меры предлагается работа с существующим фондом – ограничение водопритока, гидроразрыв пласта (ГРП) и ввод скважин из простоя (пьезометрического фонда). Для более полного охвата залежи сеткой скважин целесообразно предусмотреть бурение новых скважин в неохваченные дренированием зоны. Однако это может привести к снижению пластового давления в зонах интенсивных отборов, поэтому следует возобновить заводнение путём организации локальных очагов. В западной части пласта, в районе зон замещения, дальнейшая разработка без компенсационных мероприятий, как подчёркивается в проектных документах, невозможна.

Исторически разработка пласта велась с внутриконтурным поддержанием пластового давления в период 1973-1997 гг. с перерывом в 1991 г. Приёмистость нагнетательных скважин в отдельных случаях превышала 500 м³/сут. Максимальный уровень закачки 791,3 тыс.м³ был достигнут в 1980 г. при текущей компенсации 272,1%. В нагнетательном фонде в этот год числилось 13 скважин. Несмотря на то, что компенсация отбора закачкой значительно превышала 100% и достигала в отдельные годы 400-600%, прекращение закачки в 1997 г. не отразилось заметно на работе добывающего фонда и не повлияло на динамику пластового давления. Даже в условиях увеличенного отбора жидкости в 1999-2010 гг., когда велика была вероятность снижения давления ниже давления насыщения, газовые факторы по скважинам оставались постоянными.

Вместе с тем перекомпенсация ускорила процесс обводнения добываемой продукции.

Самым распространенным интенсифицирующим мероприятием по пласту ДЗ является ГРП. За период с 2012 по 2017 гг. ГРП проводился четыре раза на добывающих скважинах №№ 162, 137, 307 и 311, в результате чего получено дополнительно свыше 8 тыс.т нефти. Однако из всех проведенных операций успешными являются только три. Продолжительность эффекта от ГРП на скважинах №№ 311, 162, 307 составляет более 10 месяцев. Наиболее успешной операцией можно считать ГРП на скважине № 307: дополнительная добыча нефти составила 4,3 тыс. т, дебит нефти увеличился с 4,7 до 19,7 т/сут, дебит жидкости - с 6 до 30 м³/сут, а обводненность, первоначально возросшая, в дальнейшем снизилась на фоне стабильных дебитов нефти и жидкости. В других случаях эффект был неустойчивым и сопровождался ростом обводненности, что является следствием проявления разломно-блоковой тектоники строения пласта.

Анализ сопроводительной инженерной документации ГРП по скважине № 162 показал, что в ходе работ в пласте удалось разместить 16,1 т проппанта (400 кг осталось в трубах). Закачка в ходе основного ГРП проводилась на скорости 3,2 м³/мин, конечная концентрация проппанта на забое составила 800 кг/м³. При мини ГРП был получен аномально высокий градиент давления 2,7 МПа/м, что связано с тектонической составляющей стресса. С тектоническим фактором связаны и другие осложнения: 1) при проходе пачки проппанта в пласт наблюдался рост давления на 2,5 МПа, что является индикатором высоких сопротивлений в призабойной зоне; 2) при достижении эффективного давления наблюдалось выравнивание и последующее снижение забойного давления. Это свидетельствует о наличии неограниченных утечек жидкости разрыва и возникновении паразитирующих трещин. Геометрия основной трещины характеризуется следующими параметрами: полудлина – 48 м, высота – 17 м, ширина – 5,4 мм, скин-фактор – минус 4,5.

Ожидаемый дебит по скважине 53 м³/сут. Начальный дебит жидкости после ГРП составил 63 м³/сут, а дебит нефти – 45,9 т/сут. Показатели действительно неплохие, однако менее чем через четыре месяца дебит нефти резко снизился до 4,7 т/сут при одновременном росте обводненности продукции на 83% (с 7% до 90%). Вероятнее всего, это произошло из-за прорыва воды по паразитирующим трещинам.

Изучение геометрии естественных и искусственных трещин пласта ДЗ, а также его аналогов представляет большой практический интерес. Обобщая накопленный опыт, можно рекомендовать: микросейсмический

мониторинг [2], кроссдипольный акустический каротаж, регистрацию гидроакустических волн в скважинах с активным импульсным зондированием, регистрацию электромагнитного поля с активным электромагнитным зондированием, регистрацию выхода радона для определения азимута трещин и некоторые другие исследования. Для повышения эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти следует учитывать дезинтеграцию строения осадочного чехла, при корректировке системы разработки - не использовать под нагнетание скважины, вскрывающие разломы и находящиеся вблизи от них, а добывающие скважины эксплуатировать в щадящих режимах, тем самым ограничивая движение воды по системе трещин.

Библиографический список:

1. *Гутман И.С., Потёмкин Г.Н., Галиев Р.М., Папухин С.П.* Литолого-тектоническая модель строения девонских терригенных отложений на территории Самарского региона // Нефтяное хозяйство, № 4, 2015. – С. 21-25 (часть 1); Нефтяное хозяйство, № 5, 2015. – С. 34-38 (часть 2).
2. *Шмаков Ф.Д.* Методика обработки и интерпретации данных наземного микросейсмического мониторинга ГРП // Технологии сейсморазведки. – 2012. - № 3. – С. 65-72.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ГЛУБИНЫ СПУСКА УЭЦН

И.А. Свиридова, Л.Н. Баландин

*СамГТУ,
Самара, Россия,
Irina112697@yandex.ru*

Во многих методиках большое внимание уделяется работе УЭЦН при больших газосодержаниях и повышенной вязкости жидкости на приеме насоса, но почти не рассматривается вопрос влияния репрессии на пласт за счет образования столба воды между интервалом перфорации и приемом насоса, который за счет плотности воды уменьшает приток нефти в скважину.

В данной работе рассматриваются вопросы, связанные с прогнозированием накопления воды в интервале перфорации и приеме

погружного оборудования. Это может привести к потере дебита нефти за счет увеличения плотности жидкости в данном интервале.

Одним из методов повышения дебита низко- и среднедебитных скважин является определение рациональной глубины спуска ЭЦН.

Применение рациональной глубины спуска УЭЦН в скважине ведет к снижению концентрации воды в нижней части скважины, уменьшению противодавления на пласт и увеличению дебита скважины.

Данная методика разработана с учетом вышеуказанных факторов при оценке эффективности глубины спуска. Для начала необходимо проверить условия накопления воды в части «забой-прием» УЭЦН.

- Условие неполного выноса (накопления) воды:

$$\begin{cases} Re_n < Re_{n,пр} = 1600 \\ H_{сп} < H'_{сп} = \frac{L_c \cdot D_c^2}{D_c^2 + d^2} \end{cases}, \text{ где}$$

$H_{сп}$ – глубина спуска лифта;

$H'_{сп}$ - необходимая глубина спуска лифта, при которой вся вода будет вынесена независимо от дебита скважины;

Re_n - число Рейнольдса для нефти;

$Re_{n,пр}$ - предельное число Рейнольдса для нефти;

d – внутренний диаметр подъемного лифта;

L_c – глубина скважин;

D_c - внутренний диаметр эксплуатационной колонны скважины.

Вычисляется число Рейнольдса по нефти по данной формуле:

$$Re_n = \frac{v_n D_c \rho_n}{\mu_n}, \text{ где}$$

v_n – приведенная скорость нефти;

ρ_n – плотность нефти (г/см³);

μ_n – динамическая вязкость нефти (сПз).

Приведенная скорость нефти вычисляется:

$$v_n = \frac{4Q_n}{\mu_n}, \text{ где}$$

Q_n – дебит по нефти (т/сут).

Проведя расчеты по средним значениям взятых данных по вышеуказанным формулам, мы получили данные, приведенные в таблице 2. На основании этих данных можно сделать вывод, что критический дебит нефти зависит от диаметра труб.

Таблица 1

Внутренний диаметр лифта D (мм)	150	130	126	100	79	63
Критический дебит по нефти Q (т/сут)	130	112,6	109,2	86,6	68,4	54,6

Был построен график 1 зависимости критического дебита нефти от диаметра:



Анализируя график, можно заметить, что с уменьшением диаметра лифта уменьшается критический дебит нефти, необходимый для выноса воды. Графически эта зависимость прямолинейная. Значит, возможно построение таких зависимостей по исходным данным для каждого месторождения (пласта).

Предлагаемая методика позволяет определить рациональную глубину спуска УЭЦН, при которой вся вода будет вынесена с интервала от приема насоса до интервала перфорации.

Библиографический список:

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т.Мищенко. — М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. - 816 с.
2. Мищенко И.Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами/ И.Т. Мищенко, Т.Б. Бравичева, А.И. Ермолаева. – М: Нефть и газ, 2005. – 440 с.

**ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ
ПАРОВАИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ
СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЯЖЕЛОЙ
НЕФТИ**

В.Д. Парубочий

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
neft11@bk.ru*

В Самарской области, в последнее время, в связи с истощением месторождений традиционной нефти одним из наиболее актуальных и перспективных направлений наращивания добычи является вовлечение трудноизвлекаемых запасов – высоковязких нефтей в неглубоко залегающих коллекторах. В качестве одного из вариантов разработки можно рассмотреть применение технологии SAGD. Анализ использования технологии SAGD приведен на примере Лыяельской площади Ярегского месторождения, Республика Коми и Ашальчинском месторождении, которые являются аналогом самарского объекта, для которого обосновывается эффективность применения технологии.

В административном отношении Карабикуловское месторождение расположено на территории Шенталинского административного района Самарской области, в 170 км северо-восточнее г. Самара. Карабикуловское месторождение открыто в 2007 году глубокой поисковой скважиной №255, в разработку месторождение не вводилось [1].

1. Среднее значение проницаемости, составило 0,575 мкм².
2. среднее значение нефтенасыщенности, составило 0,671 д.ед.
3. Нефть тяжелая (плотность 0,97 г/см³).
4. Сверхвязкая (вязкость 27350 мПа•с).
5. Высокосернистая (массовое содержание серы более 4,0 %), малосмолистая (11,6 %), парафинистая (2,97%).
6. Площадь залежи 4462 тыс. м².
7. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 10,2 м.
8. Коэффициент пористости – 0,29 доли ед.
9. Коэффициент нефтенасыщенности – 0,94 доли ед.
10. Плотность нефти в поверхностных условиях – 0,97 т/м³.
11. Коэффициент нефтеизвлечения принят за 0,256 доли ед.

12. Начальные балансовые запасы Карабикуловского месторождения пласта У-2 составляют 11926,2 тыс.т. (категория запасов С1+С2), начальные извлекаемые запасы - 3053,1 тыс.т.

В связи с крайне низкой подвижностью сверхвязкой нефти в пластовых условиях, связанной с ее высокой вязкостью, разработка таких месторождений возможно только с применением методов, направленных на снижение вязкости нефти в пластовых условиях, причем безальтернативными на сегодняшний день являются тепловые методы воздействия. Для проведения ОПР рекомендуется метод, прошедший промышленную апробацию в сходных геолого-физических условиях на Ярегском и Ашальчинском месторождение СВН.

Технология ТГДП предполагает бурение в подошве продуктивного пласта двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой. Расстояние между двумя скважинами обычно составляет 5 метров, однако в случаях, когда позволяет подвижность нефти, скважины могут располагаться на большем расстоянии. Длина горизонтальных стволов - до 1000 м, которая обычно выбирается опытным путем в промысловых условиях при последовательной апробации сначала коротких, затем длинных скважин. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара, который за счет гравитационной сегрегации стремится к кровле пласта, создавая в пласте высокотемпературную паровую камеру.

Процесс воздействия начинается со стадии предварительного прогрева межскважинной зоны, в течение которой производится циркуляция пара в обеих скважинах. При этом за счет теплопроводного переноса тепла от циркулирующего в скважинах теплоносителя происходит разогрев зоны пласта между добывающей и нагнетательной скважинами, снижается вязкость нефти, обеспечивая гидродинамическую связь между скважинами.

После установления гидродинамической связи и обеспечения достаточной приемистости нагнетательной скважины начинается процесс основной стадии добычи, в ходе которого производится нагнетание пара в нагнетательную (верхнюю) скважину. Закачиваемый пар двигается к верхней части продуктивного пласта, создавая увеличивающуюся в размерах паровую камеру. На поверхности раздела паровой камеры и холодной нефтью постоянно происходит процесс теплообмена, в результате чего пар конденсируется и вместе с разогретой нефтью продвигаются вниз по стенкам паровой камеры к добывающей скважине.

Принципиальная схема добычи нефти при ТГДП показана на рисунке 1.

Принципиальная схема добычи нефти при ТГДП



Рис. 1

Таблица 1
Геолого-физическая характеристика залежей нефти приведена [2]

Параметры	Пласты		
	Ярегское мест-е, Льяель	Карабикуловс- кое мест-е	Ашальчинск ое мест-е
	III D _{2ef} -D _{3f}	У-2	P _{2ss}
Средняя глубина залегания кровли (абс.отм.), м	180	151	81,2
Тип залежи	Пластовая сводовая	Пластовый	Массивная

Продолжение табл.1

Параметры	Пласты		
	Ярегское мест-е, Лыаель	Карабикуловс- кое мест-е	Ашальчинск ое мест-е
Тип коллектора	Терриген-ный, поровый	Терригенный	Поровый
Проницаемость по керну, мкм ²	2,1	0,736	2,66
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,42	0,78	0,94
Расчлененность	5,7	1,36	1,49
Начальная пластовая температура, °С	8	8	8
Начальное пластовое давление (на ВНК), МПа	1,4	0,72	0,44
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	12000	27350	27350
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,933	0,97	0,965
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,54	0,622	-
Средневзвешенная по площади нефтенасыщенная толщина, м	8,7	13,8	15,8
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	32611	1562	6196,65
Средняя общая толщина, м	43	17,6	20,2
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,43	0,94	0,67

Месторождения СВН в России (Ярегское месторождение, Ашальчинское месторождение) так же как и залежь У2 Карабикуловского месторождения обладают сходными чертами: низкая пластовая температура (до 10 °С), высокая вязкость нефти в пластовых условиях (10-28 тыс. мПа*с), низкая глубина залегания относительно поверхности (70 – 200 м) и, соответственно, низкое пластовое давление (до 10 атм). В совокупности комплекс приведенных параметров охарактеризовал набор

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

скважинных технологий, применимых на данных объектах, которые в последние годы прошли апробацию на Ашальчинском и Ярегском месторождениях: ТГДП и ПЦО на Ашальчинском и ТГДП на Ярегском.

При проектировании добычи данного месторождения было принято решение о внедрении тепловых методов на основании анализа сопоставления данных геолого-физических характеристик Ярегского и Карабикуловского месторождения.

Многочислен был произведен ручной расчет динамики прогресса пласта при нагнетании в него водяного пара через вертикальные скважины [3].

Исходные данные для расчетов динамики прогресса пласта представлены в таблице 2.

Таблица 2
Расчет динамики прогресса пласта при нагнетании в него водяного пара

Наименование	Обозначение	Числовые значения
Темп закачки пара в одну нагнетательную скважину, кг/сек	$q_{п}$	1,73611
Степень сухости пара на забое нагнетательной скважины	$X_{п}$	1
Скрытая теплота парообразования, кДж/кг	$r_{п}$	1250
Теплоемкость горячей воды, кДж/(кг·К)	$C_{в}$	4,2
Температура пара, °С	$T_{п}$	250
Толщина пласта, м	h	17,6
Коэффициент охвата пласта процессом по толщине	η	0,4
Начальная температура пласта, °С	T_0	8
Теплопроводность пласта и окружающих его пород, Вт/(м·К)	$\lambda_{пл} = \lambda_{оп}$	7,03
Плотность пласта и окружающих его пород, кг/м ³	$\rho_{пл} = \rho_{оп}$	2630
Теплоемкость пласта и окружающих его пород, кДж/(кг·К).	$C_{пл} = C_{оп}$	0,91

Требуется рассчитать площадь нагретой части пласта в одном элементе системы расстановки скважин через 14 дней, 1 месяц, 2 месяца, 3 месяца после начала нагнетания пара.

Решение: Площадь прогретой части пласта определим по формуле Маркса-Лангенхейма [4].

$$S_{\text{пр}} = \frac{q_{\text{T}} \cdot h \cdot \eta \cdot c_{\text{пл}} \cdot \rho_{\text{пл}}}{\Delta T_{\text{п}} \cdot 4 \cdot \lambda_{\text{оп}} \cdot c_{\text{оп}} \cdot \rho_{\text{оп}}} \cdot [\exp \tau \cdot \operatorname{erfc} \sqrt{\tau} + 2 \sqrt{\frac{\tau}{\pi}} - 1], \quad (1.1)$$

где q_{T} - темп подачи тепла в пласт, кДж/с;

h - толщина пласта, м;

η - коэффициент охвата пласта процессом по толщине;

$C_{\text{пл}}=C_{\text{оп}}$ - теплоёмкость пласта и окружающих его пород, кДж/(кг·К);

$\rho_{\text{пл}}=\rho_{\text{оп}}$ - плотность пласта и окружающих его пород, кг/м³;

$\Delta T_{\text{п}}$ - разность между температурой пара и начальной температурой пласта;

$\lambda_{\text{оп}}$ - теплопроводность пласта и окружающих его пород, Вт/(м·К).

$$q_{\text{T}}=q_{\text{п}} \cdot X_{\text{п}} \cdot r_{\text{п}} + q_{\text{п}} \cdot c_{\text{в}} \cdot \Delta T_{\text{п}}, \quad (1.2)$$

где $q_{\text{п}}$ - темп закачки пара в одну нагнетательную скважину, т/сут;

$X_{\text{п}}$ - степень сухости пара на забое нагнетательной скважины;

$r_{\text{п}}$ - скрытая теплота парообразования, кДж/кг;

$C_{\text{в}}$ - теплоемкость горячей воды, кДж/(кг·К).

$$\tau = \frac{4 \cdot \lambda_{\text{оп}} \cdot c_{\text{оп}} \cdot \rho_{\text{оп}} \cdot t}{h^2 \cdot \eta^2 \cdot c_{\text{пл}}^2 \cdot \rho_{\text{пл}}^2}, \quad (1.3)$$

где $\lambda_{\text{оп}}$ - теплопроводность пласта и окружающих его пород, Вт/(м·К).

$C_{\text{пл}}=C_{\text{оп}}$ - теплоёмкость пласта и окружающих его пород, кДж/(кг·К);

$\rho_{\text{пл}}=\rho_{\text{оп}}$ - плотность пласта и окружающих его пород, кг/м³

t - время, сек;

h - толщина пласта, м;

η - коэффициент охвата пласта процессом по толщине.

$$\Delta T_{\text{п}} = T_{\text{п}} - T_0, \quad (1.4)$$

где $T_{\text{п}}$ - Температура пара, °С;

T_0 - Начальная температура пласта, °С.

В методике Маркса-Лангенхейма использовали следующие допущения:

1) теплопроводность пласта в направлении, параллельном напластованию, равна нулю, а в перпендикулярном – бесконечности;

2) теплопроводность окружающих пород перпендикулярно к пласту равна реальной теплопроводности пород, а параллельно пласту – нулю.

Таблица 3
Площадь прогретой части пласта

Время	$S_{пр}, м^2$
14 дней	2199,46
1 месяц	3976,225
2 месяц	7314,432
3 месяц	11268,15

Зная, что площадь залежи, разрабатываемая ТГДП составляет 1562 тыс. $м^2$, можно определить количество вертикальных скважин потребуется для прогрева:

$$N_{скв} = \frac{S_{залежи}}{S_{пр(3 мес.)}} = \frac{1562000}{11268,15} \approx 138 \text{ скв.} \quad (1.5)$$

Расчет показал, что если формировать систему разработки при помощи вертикальных скважин, то потребуется 138 скважин. С точки зрения экономической эффективности капиталозатрат на обустройство является недостаточно оптимальным вариантом, поэтому в дальнейшем было принято решение разрабатывать залежь не традиционным способом, а с применением ТГДП в системе горизонтальных скважин.

Основная цель экономической оценки заключается в обосновании наиболее рационального варианта разработки месторождения, обеспечивающего возможно полное извлечение из пластов запасов нефти в рамках действующей налоговой системы, Закона РФ «О недрах».

Для экономической оценки использовались следующие основные показатели эффективности:

- 1) чистый дисконтированный доход (дисконтированный поток денежной наличности) (ЧДД, NPV);
- 2) чистая дисконтированная прибыль;
- 3) внутренняя норма рентабельности (IRR).

Чистая дисконтированная прибыль Π_t , млн. руб.:

$$\Pi_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - \Delta_t - H_t}{(1 + E_H)^{t-1}}, \quad (1.6)$$

где Π_t - дисконтированная прибыль от реализации;

V_t – выручка от реализации продукции в t -м году;
 \mathcal{E}_t – эксплуатационные затраты с амортизацией в t -м году;
 H_t – сумма налогов.

$$P_t = \sum_{t=13,4}^T \frac{30894,7 - 14272,2 - 434,8}{(1 + 0,15)^{12,4}} = 2860,96 \text{ млн. руб.}$$

Чистый дисконтированный доход NPV, млн. руб.:

$$NPV = \sum_{t=13,4}^T \frac{D_t}{(1 + E_H)^{13,4-1}} = \sum_{t=13,4}^T \frac{(P_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{13,4-1}}, \quad (1.7)$$

где D_t – величина текущего денежного потока t -го года;

P_t – дисконтированная прибыль от реализации;

A_t – амортизационные отчисления;

K_t – капитальные вложения направляемые на освоение нефтяного месторождения;

E_H – норматив дисконтирования, доли ед.

$$NPV = \sum_{t=13,4}^T \frac{(2860,96 + 4987) - 5056,8}{(1 + 0,15)^{13,4-1}} = 493,3 \text{ млн. руб.}$$

Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR), %:

$$IRR > E_H, \quad (1.8)$$

По проекту пробной эксплуатации, IRR составляет 17,2 % [1]. Проект считается эффективным, если IRR проекта выше нормы дисконтирования (E_H).

$$17,2\% > 15\%$$

Анализ показал, что разработка эксплуатационного объекта (пласта У-2) экономически эффективна по рассмотренному варианту разработки.

Рентабельная эксплуатация объекта возможна в течение 22 лет. Показатель чистого дисконтированного дохода за рентабельный период составит 493,3 млн. руб., КИН за этот период достигнет значения 0,152, добыча нефти – 1569,5 тыс. т. [1].

Динамика чистого дисконтированного дохода месторождения по варианту разработки месторождения представлена на рисунке 2.

**Динамика чистого дисконтированного дохода
Карабикуловского месторождения**



Рис. 2

Библиографический список:

1. Проект пробной эксплуатации Карабикуловского месторождения Самарской область. Том 1 Книга 1. ОАО «Самаранефтегаз», Самара, 2017. – 17-121 с.
2. Технологический проект разработки Ярегского нефтяного месторождения Республики Коми. Том 1 Книга 1. - ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», Ухта, 2015. – 39 с.
3. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: Учеб. Пособие для вузов/Ю.П. Желтов, И.Н. Стрижов, А.Б. Золотухин, В.М. Зайцев – М.: Недра, 1985. - 295 с.
4. Желтов Ю. П. Механика нефтегазоносного пласта. М., Недра, 1975. – 44 с.

УДК 622.276

**ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ**

В.Е.Титов

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

Рассматриваются условия реализации тепловых методов.

Выявляются оптимальные параметры различных процессов протекающих в залежах.

Приводятся примеры внедрения различных технологий в пластовых условиях.

Оценивается влияние параметров пласта и флюидов на эффективность применяемых технологий.

Для повышения эффективности разработки залежей с вязкими и высоковязкими нефтями термические методы воздействия наиболее предпочтительны. Результаты их применения выражаются в уменьшении вязкости нефти, увеличении ее подвижности, снижении толщины граничных слоев, улучшении капиллярной пропитки, переходе в газообразное состояние компонентов нефти, что в итоге обеспечивает увеличение конечной нефтеотдачи. При разработке залежей с вязкостью нефти до 10000 мПа·с оптимальным вариантом воздействия в настоящее время могут быть только термические методы. Закачка в пласт горячей воды, пара, организация внутрипластового очага горения, термополимерное воздействие, термозаводнение, циклическая закачка пара в призабойную зону скважин, а также сочетание вышеперечисленных технологий с различными физико-химическими методами должны обеспечить увеличение конечной нефтеотдачи до значений 0,3÷0,5. Следствием организации того или иного вида воздействия в пласте является соответствующий температурный режим, диапазон которого обеспечивает не только испарение, окисление, дистилляцию, но и крекинг нефти.

ноголетний отечественный опыт применения тепловых методов в нефтедобывающих регионах страны позволил выявить как положительные, так и отрицательные факторы, сопутствующие реализации различных технологий. Так, технология создания внутрипластового движущегося очага горения была апробирована на Ромашкинском месторождении (залежь №24 бобриковского горизонта). За период 1981÷1990г.г. дополнительная добыча нефти составила 81,5 тыс.т. В Башкирии на Арланском месторождении очаг горения был организован в 1979 году в бобриковском горизонте ашитского участка. Однако, по причине низкой рентабельности проекта, процесс был прекращен в 1988 году. Несмотря на определенные осложнения в процессе реализации технологии была установлена возможность организации процесса горения в объектах, залегающих на глубине более 1000м.

К отрицательным факторам, сопутствующим процессу следует отнести, во-первых, образование вязких эмульсий из окисленной нефти, которые осложняют работу глубинно-насосного оборудования. Во-вторых, увеличение газового фактора, что отрицательно отражается на работе

глубинно-насосного оборудования добывающих скважин. Очень важным фактором, способствующим успешности технологии, является равномерность продвижения фронта горения в пласте. Регулирование продвижения фронта горения, при активной системе заводнения, зависит от степени неоднородности пласта, величины текущей нефтенасыщенности, а также особенностей самой технологии.

Эффективность применения тепловых методов снижается на объектах с высокой степенью расчлененности. Глубокий прогрев пласта возможен только при очень плотной сетке скважин 2÷4 га/скв. Смолы, асфальтены, парафины в составе нефти существенного отрицательного влияния на процесс разработки не оказывают.

На месторождении Узень проводили закачку горячей воды как в южную зону, с хорошими коллекторскими свойствами, так и в северную – с ухудшенными. Приемистость нагнетательных скважин южной зоны составляла 300÷400 м³/сут. В пласт поступило 60% тепла, создаваемого на устье. На забое температура теплоносителя достигала 120°С. Приемистость скважин северной зоны составляла менее 100 м³/сут. Из-за потерь по стволам скважин в пласт поступало только 30% от общего объема тепла, а на забое его температура не превышала 50°С. Несмотря на недостаточно благоприятные условия, при реализации проекта за три года дополнительно было получено 253,1 тыс.т нефти.

Примером эксплуатации залежи с высоковязкой нефтью считается разработка Ярегского месторождения, расположенного в Республике Коми. Вязкость нефти месторождения была так высока, что разработка объекта осуществлялась шахтным методом на гравитационном режиме. Однако, низкая эффективность режима обусловила внедрение паротеплового воздействия. Высокая теплоемкость пара обеспечила методу широкое распространение. При действии пара на пластовую нефть снижается ее вязкость, изменяется компонентный состав, за счет крекинга при температуре выше 400°С, происходит увеличение ее объема, изменяется тип смачиваемости коллектора, снижается поверхностное натяжение и проницаемость пласта. Паротепловое воздействие позволило получить на отдельных участках залежи КИН равный 0,5÷0,6. Вместе с тем, существует ряд ограничений при выборе объекта на котором целесообразно осуществление технологии. Это ограничение по глубине залегания пласта (до 1000м), малая толщина пласта и сильно неоднородный коллектор. Необходимо также высокопроизводительное оборудование для выработки пара и достаточно мощное для закачки в пласт.

Важное значение при внедрении тепловых методов имеет выбор объекта. Реализация проекта может оказаться не удачной, если не

соблюдаются критерии применимости метода. К критериям применимости технологий теплового воздействия относят следующие показатели:

- геолого-физические (геологическое строение, свойства коллектора, флюидов и т.д.);

- технологические (технология воздействия, плотность сетки скважины, свойства рабочего агента и его объемы, время реализации проекта, его рентабельность и т.д.);

- технические (состояние фонда скважин, источники рабочего агента, наличие необходимого технологического оборудования с соответствующими характеристиками и т.д.).

Для положительного результата при реализации технологии внутрипластового горения необходимо, чтобы глубина залегания пласта была менее 2000м; начальная нефтенасыщенность не менее – 0,5; эффективная нефтенасыщенная толщина пласта более 6м; пористость более 0,1мкм²; вязкость нефти более 30 мПа·с.

Технология паротеплового воздействия обеспечит положительный результат в том случае, если глубина залегания объекта будет менее 1200м; начальная нефтенасыщенность более или равна 0,5; эффективная нефтенасыщенная толщина пласта более 6м; пористость коллектора более 18%; проницаемость более 0,1мкм²; вязкость нефти более 30 мПа·с.

Глубина залегания пласта ограничивает диапазон применения как паротеплового воздействия, так и внутрипластового горения. С увеличением глубины залегания объекта разработки значительно возрастают потери тепла в стволе скважины. Это характерно для паротеплового воздействия, а при организации внутрипластового горения также значительно возрастают требования к высокопроизводительным компрессорам. Величина начальной нефтенасыщенности определяет эффективность процесса. С увеличением нефтенасыщенности пласта эффективность применяемой технологии возрастает.

Важным показателем для оценки эффективности тепловых методов, является толщина пласта. Закачиваемый пар в толстых пластах движется, как правило, по верхней части залежи. Для организации процесса горения (около 350°С) толщина пласта должна быть не более 30м. Оптимальная скорость движения фронта горения регулируется объемом закачиваемого воздуха и темпом его закачки. Только в том случае, если пласт достаточно мощный и разбурен по равномерной сетке, целесообразна площадная закачка горячей воды или пара.

Высокая трещиноватость пласта является отрицательным показателем к организации внутрипластового горения и закачке пара. Закачиваемый воздух

или пар не могут обеспечить необходимый охват залежи воздействием, двигаясь по трещинам к забоям добывающих скважин.

Чем выше пористость коллектора, тем эффективнее процесс реализации технологии. Чем ниже значение пористости, тем меньше нефти будет содержаться в единичном поровом объеме залежи. Оптимальный диапазон для пористости 10÷30%. Проницаемость обеспечивает возможность фильтрации флюидов в пласте под действием градиента давления.

При осуществлении термического воздействия предпочтительны объекты с высокопроницаемыми коллекторами. Пласты содержащие глины не пригодны для осуществления термического воздействия.

Организация внутрипластового горения в залежах, содержащих высоковязкую тяжелую нефть, наиболее предпочтительна с точки зрения эффективности процесса разработки. Было установлено, что чем тяжелее нефть, тем интенсивнее уменьшается ее вязкость с увеличением температуры.

Реализация тепловых методов воздействия на залежи с трудноизвлекаемыми запасами нефти требует совершенствования как применяемых технологий, так и технологического оборудования.

Необходим тщательный контроль и регулирование при движении фронта горения. Сокращение потерь тепла, контроль за тепловыми процессами, выработка горячей воды, пара, а также создание надежных приборов, инициирующих горение – вот далеко не полный перечень задач, стоящих перед наукой и практикой нефтедобывающей отрасли.

УДК 622.276

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ

В.Е.Титов

***Самарский государственный технический университет
Самара, Россия***

Рассматриваются технологии, разработанные на базе методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти.

Анализируются результаты внедрения некоторых технологий увеличения полноты выработки запасов нефти.

Рекомендуется осуществлять разработку месторождений используя, при необходимости, комплекс различных технологий.

Зарубежная практика разработки месторождений тяжелых и высоковязких нефтей, а также отечественный опыт позволяет определить основные направления совершенствования существующих методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов.

Разработка залежей трудноизвлекаемых запасов нефти, сконцентрированных в сложнопостроенных трещинно-поровых карбонатных коллекторах, невозможна без МУН. Низкопроницаемые карбонатные коллектора с тяжелыми высоковязкими нефтями характеризуются низкими значениями проектных КИН. Низкие значения КИН не отвечают современным требованиям, предъявляемым к процессу разработки, даже для объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Организовать современный сложный процесс разработки можно только комплексно воздействуя на залежь, используя, если потребуется несколько технологий, что и осуществляется на практике. Реализуемые технологии направлены на решение разноплановых проблем, связанных с процессом разработки объекта.

В нефтепромысловой практике применяют следующие группы методов повышения нефтеотдачи:

1. Гидродинамические;
2. Физико-химические;
3. Газовые;
4. Термические;
5. Микробиологические.

Следствием действия гидродинамических методов является изменение направления фильтрационных потоков (ИНФП). Скважины с горизонтальными (ГС) и боковыми (БС) стволами также относятся к этой группе методов. К физико-химическим относят технологии, направленные на повышение текущего и конечного коэффициентов нефтеотдачи (КИН). Обработка призабойных зон скважин композициями различных химических реагентов и относящаяся к физико-химическим МУН направлена на увеличение добычи нефти. Воздействуя на залежи растворами на основе полиакриламида, микроэмульсионными системами на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ), мицеллярными растворами, щелочными растворами и т.д. получают положительные результаты, особенно на объектах с высокой обводненностью и неоднородными коллекторами. Результаты внедрения таких технологий, на протяжении многих лет, выражаются в сокращении объемов попутно добываемой воды и увеличении нефтеотдачи пластов.

Закачка различных газов малоэффективна при разработке залежей высоковязких нефтей. Учитывая то, что вязкость газов очень низкая, а вязкость вытесняемой нефти очень высока, коэффициент вытеснения этими агентами применять не целесообразно. Например, вязкость метана 0,02 мПа·с, а нефти в сотни раз выше. Определяющим фактором при выборе рабочего агента является вязкостная неустойчивость, которая определяется отношением вязкости нефти к вязкости рабочего агента. Оптимальный вариант вытеснения можно получить только в случае равенства вязкости нефти и рабочего агента. В случае применения газовых МУН выполнить это главное условие не представляется возможным.

К микробиологическим методам относится закачка биополимера, ила и других биореагентов, что также неэффективно. Внутрипластовое горение, закачка горячей воды, воздействие перегретым паром, пароциклические обработки призабойных зон скважин, а также комбинированные методы воздействия на пласты – все это термические МУН, предназначенные для извлечения высоковязкой нефти.

В настоящее время для получения проектных значений КИН широко применяются технологии с горизонтальными скважинами (ГС). Реализация горизонтального бурения в мировой практике обеспечивает успешную разработку нефтяных и нефтегазовых месторождений. Горизонтальные скважины эффективны на любом этапе разработки объекта.

Отечественный опыт применения скважин с горизонтальными стволами получен в Республике Татарстан. Разработка сложнопостроенных залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах осуществлялась более чем 300 горизонтальными скважинами более четверти века. Полученная геолого-промысловая информация оказалась настолько уникальной, что позволила разработать комплекс основных критериев, позволяющих обеспечить условия успешного применения ГС.

Так, горизонтальные стволы должны размещаться в объеме залежи с учетом ее геологического строения. Применять ГС целесообразно только в том случае, если дебиты скважин будут увеличены в 2 и более раз. Если скважины пробурены в приконтурной зоне, то их горизонтальные стволы должны быть параллельны контуру нефтеносности. Во избежание преждевременного прорыва воды горизонтальные стволы должны быть как можно дальше от ВНК. Для залежей нефти в трещиновато-поровых коллекторах башкирского и турнейского ярусов горизонтальный ствол должен находиться не ближе 8-10м от ВНК. При высокой трещиноватости коллектора длина ГС может быть более 150м. При бурении ГС допустимый коридор должен составлять не менее 6м для зон с ВНК. В продуктивных

пластах с низкой проницаемостью ГС могут использоваться как нагнетательные.

Основная разница между добычей маловязкой и высоковязкой нефти в том, что продуктивность ГС выше для тяжелой нефти. Эффективность извлечения высоковязкой нефти будет еще выше, если совместить применение ГС с термическими методами, например, с закачкой пара.

Без гидродинамических МУН разработка трещинно-поровых карбонатных пластов насыщенных высоковязкой нефтью малоэффективна. Метод нестационарного (циклического) воздействия был предложен М.Л.Сургучевым. На результатах, полученных после опробования на месторождениях Башкорстана, Татарстана, Самарской и Оренбургской областей, были разработаны научные основы технологии нестационарного воздействия. В технологии предусматривается периодическое отключение нагнетательных или добывающих скважин на отдельных участках залежи. Более широко применяется технология, согласно которой весь период воздействия на пласт разбивается на два полупериода. В течение первого полупериода закачка прекращается – нагнетательные скважины отключаются, а в течение второго полупериода закачка осуществляется при повышенных расходах воды. В процессе разработки слоисто-неоднородных пластов, как правило, применяется заводнение. За счет неоднородности обводнение залежей происходит неравномерно. Вода по высокопроницаемым пропластам прорывается к забоям добывающих скважин не вытесняя нефть из низкопроницаемых. Интенсивное обводнение продукции скважин заканчивается их отключением. Борьба с обводнением продукции скважин ведется физико-химическими методами. В промытые водонасыщенные пласты закачиваются гелеобразные химические реагенты типа полиакриламида, которые закупоривают промытые зоны. Если пропластки имеют хорошую гидродинамическую связь, то циклическое воздействие наиболее эффективно. В соответствии с предлагаемым теоретическим обоснованием технологии, за счет разных упругих энергий пропластков (с разными проницаемостями) происходит образование временных градиентов давления по вертикальному сечению пласта. Эти градиенты давления создают переток нефти из низкопроницаемых в высокопроницаемые обводненные пропластки при остановке закачки. В последующий период восстановления закачки воды нефть фильтруется по высокопроницаемому пропластку к забоям добывающих скважин. Необходимыми условиями для организации эффективного циклического воздействия является хорошая вертикальная связь между пропластами и слоистая неоднородность пластов.

Гелеобразующие реагенты применяют при обработке призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин. Закачиваемый реагент, образует гель

в пластовых условиях. Гель закупоривает высокопроницаемые трещины, по которым вода поступает к забоям добывающих скважин. Внедрение этой технологии способствует изменению направления фильтрационных потоков, увеличивает охват залежей воздействием, ограничивает водоприток к забоям добывающих и выравнивает профиль приемистости нагнетательных скважин.

Многообразие существующих реагентов позволяет создавать большое количество технологий и их модификаций. Однако, каждая технология предназначена для определенных объектов воздействия, потому, что существуют ограничения в их применении по физико-химическим и геолого-промышленным характеристикам залежей нефти.

Практика разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти показала возможность и необходимость применения комплекса мероприятий, включающих вышерассмотренные технологии по увеличению полноты выработки запасов. Для этого могут применяться различные технологии воздействия либо одновременно, либо в течение всего периода разработки месторождения.

Метод воздействия определяется критериями его применимости для конкретной залежи и фиксируется в проектном документе.

УДК 622.276

**ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СО СЛОЖНЫМ
ГЕОЛОГИЧЕСКИМ СТРОЕНИЕМ ПЛАСТОВ И ВЫСОКОВЯЗКОЙ
НЕФТЬЮ**

В.Е.Титов

***Самарский государственный технический университет
Самара, Россия***

Рассматриваются различные объекты разработки с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Анализируются причины низкой эффективности применяемых систем разработки.

Исследуется возможность применения современных технологий при разработке сложных объектов.

Приводятся результаты внедрения перспективных технологий разработки нефтяных залежей.

Одной из крупнейших нефтедобывающих стран мира является Ирак. Доказанные запасы нефти этой страны составляют около 30% всего объема углеводородов мира. Эти резервные запасы сосредоточены в 80 месторождениях, из которых в разработке находятся только 18. В настоящее время открыто более 100 месторождений, а фонд добывающих скважин составляет 1685 единиц. Около 55% основных запасов нефти находятся в месторождениях, расположенных на севере страны.

Эти месторождения разрабатываются наиболее активно. Запасы нефти северных залежей относятся к категории трудно извлекаемых. Поэтому, все проблемы, связанные с разработкой таких сложных объектов, требуют особого внимания специалистов. Анализируя информацию, полученную из Ирака, можно избежать ошибок при осуществлении процесса разработки аналогичных объектов на территории нашей страны.

Месторождения северной части Ирака (Киркук, Каяра, Наджда, Хасиб, Джаваи, Бутман, Алан, Ибрагим, Бай-Хассан др.) отличаются от месторождений юга по типу коллектора – они представлены карбонатными породами.

В настоящее время с севера на юг Ирака карбонатные породы замещаются на терригенные. Нефтеносность северных месторождений связана с карбонатными породами третичного возраста (верхний олигоцен) – формация Киркук и неогенового возраста (нижний миоцен) формации Евфрат и Герб.

По типу структур месторождения севера связаны с длинными узкими антиклиналями значительных размеров. При этом углы наклона пластов увеличиваются в направлении с северо-востока на юго-восток. Такая структура характерна для месторождений Киркук, Бай-Хассан, Джамбур, Нафт-Хана и др.

Самым крупным месторождением является Киркук. Типичными структурами для южных месторождений являются пологие антиклинали. Месторождения севера характеризуются наличием сложного- построенных карбонатных коллекторов с высокой неоднородностью, трещиноватостью и анизотропией пластов. Карбонатные коллекторы севера имеют высокую пористость и низкую проницаемость. Нефти месторождений характеризуются как тяжелые, высоковязкие с высоким содержанием асфальтенов. Глубина залегания месторождений Ирака от 200 до 4031 м. Продуктивные залежи северной части страны залегают на глубине до 700 м.

Наиболее крупные залежи юга приурочены к терригенным коллекторам и характеризуются как маловязкие нефти с низким содержанием асфальтенов. Фонд добывающих скважин одного из крупнейших

месторождений севера Киркук состоит из 337 единиц, размещенных на площади 3,5х96км. Нефть крупного месторождения Киркук вязкостью 124 мПа·с имеет плотность 0,855 г/см³, содержит 2,6% серы. Среднее значение пористости коллектора 18%, а проницаемости 0,125мкм². Месторождение Бай - Хасан площадью 3х28 км разрабатывается 89 добывающими скважинами. Толщина продуктивных пластов от 90 до 230м, пористость коллектора 19%, проницаемость – 0,56 мкм². Нефть имеет плотность – 0,845 г/см², содержит – 1,7% серы, вязкость – 128 мПа·с.

Формация Евфрат (нижний миоцен) состоит из известняков и доломитов. Нефть добывается из месторождений Джамбур и Каяра. Месторождение Каяра площадью 3,5х25,5км с действующим фондом равным 183 добывающим скважинам. Размер месторождения Джамбур 3,5х40км. Фонд добывающих скважин составляет 50 единиц. Продуктивные пласты характеризуются средними значениями пористости 26%, проницаемость 0,35 мПа·с. Нефть характеризуется плотностью 0,822г/см², содержит 2.5% серы, вязкость 124 мПа·с.

За последние 20 лет на разрабатываемых месторождениях Ирака доказанные извлекаемые запасы нефти увеличились на 60%. В то же время в последние годы наблюдается значительное увеличение количества трудноизвлекаемых запасов нефти. Концентрация высоковязкой нефти в карбонатных трещинно-поровых коллекторах значительно затрудняет процесс разработки. Применяя обычное заводнение, а отбор продукции осуществляя через вертикальные добывающие скважины, трудно было рассчитывать на высокую эффективность процесса. Поэтому, в соответствии с проектными документами конечный коэффициент нефтеотдачи объектов разработки северного региона не превышал 15%. Реальное же состояние существующей системы разработки оказалось настолько низкоэффективным, что текущая нефтеотдача составляла только 6,5%. К причинам столь низкого значения нефтеотдачи были отнесены: сложность геологического строения залежей, выраженная в неоднородности свойств продуктивных пластов; высокая вязкость и плотность нефти; а также проблемы, связанные с существующей системой поддержания пластового давления (ППД). Анализ эффективности существующей системы ППД установил, что по высокопроницаемым интервалам очень часто закачиваемая вода прорывается к забоям добывающих скважин; интенсивно снижается пластовое давление; образуются конусы обводнения подошвенными водами. Ставя задачу по увеличению добычи нефти и снижению обводнения месторождений, Ирак планирует организовать широкомасштабную компанию по бурению новых скважин и применению новых технологий воздействия на пласт.

Практика применения традиционных технологий, при разработке месторождений северного Ирака, не оправдала возлагаемых на нее надежд. Поэтому, было принято решение использовать мировой опыт разработки подобных объектов. Большой интерес представляют комбинированные методы воздействия, когда осуществляется либо поочередное, либо совместное применение различных технологий. Проведенные исследования показали наилучшую эффективность от совместного теплового, волнового и физико-химического воздействия на залежи нефти. Применение комбинированного воздействия на пласт волновыми и термическими методами связано с созданием в последние годы надежных технических средств их доставки к объекту.

Физические эффекты от колебаний давления в потоке закачиваемых в пласт жидкостей и обеспечивают необходимый результат. Рабочим агентом может быть сжимаемая или несжимаемая жидкость. На ряде месторождений нефтедобывающих стран в промысловых условиях прошли испытания технологий комбинированного воздействия на залежи. В соответствии с требованиями к условиям разработки месторождений с высоковязкими нефтями к закачиваемому пару добавляли либо диоксид углерода, либо азот, либо метан. Технология оказалась не до конца проработанной потому, что процессы, протекающие в пласте, оказались не до конца изученными. Добавление газа к закачиваемому теплоносителю кроме положительных эффектов может привести и к негативным последствиям, связанным со значительными различиями свойств жидкостей и газов. Высокие газовые факторы приводят к осложнениям в работе добывающих скважин. Разница в значениях вязкости жидкости и газа может привести к прорывам последнего. Даже снижение вязкости нефти за счет ввода тепла в пласт не исключает негативных эффектов. Разработка технологии комбинированного воздействия на залежь нефти паром, химическими реагентами и газом была апробирована в лабораторных условиях. Исследовалось влияние качества пара; концентрации поверхностно-активного вещества (ПАВ); количества электролита и неконденсируемого газа на характеристики паровых пен. Было установлено, что электролит (хлористый натрий) оказывает незначительное влияние на процесс пенообразования. Подвижность пара может быть значительно ограничена даже при небольшой концентрации ПАВ. Что касается неконденсируемого газа, то его влияние на процесс очень мало, качество пара связано с количеством воды. При качестве пара равным 0,9 наблюдалось резкое снижение фильтрационных характеристик пены. Величина паровой пены уменьшается с уменьшением количества воды. Длительный период термической стабильности ПАВ сохраняется при температуре до 220°C. Уменьшение подвижности пара зависит от температуры пара и концентрации

ПАВ. Пластовая вода отрицательно влияет на процесс образования пены. На эффективность воздействия паровой пеной также оказывают влияние свойства коллектора, пластовое давление, качество ПАВ. На участке пермокарбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения ООО «Лукойл-Коми» были проведены опытно-промышленные испытания новой технологии паротеплового воздействия с использованием гелеобразующего состава ГАЛКА-Термогель-С. Закачка производилась в 4 скважины. Реакция добывающих скважин на закачку композиционного состава выражалась увеличением дебитов нефти и снижением обводненности продукции. Контроль за процессом образования геля в призабойной зоне осуществлялся по повышению давления в процессе закачки и уменьшению приемистости скважин. За 5 месяцев после закачки дополнительная добыча составила 10,3 тыс.т. нефти. Технология с использованием неорганических гелеобразующих реагентов ГАЛКА широко применяется на месторождениях НК «СНГ» и «ЛУКОЙЛ». В композициях рабочего агента используется состав, в который входят соль алюминия-карбамид-вода-ПАВ. В пласте образуется неорганический гель и CO_2 . Под действием тепла карбамид гидролизует, образуя аммиак и CO_2 . Гидролиз ионов алюминия, за счет увеличения pH раствора, способствует образованию геля. Температура пласта и компонентный состав рабочего агента регулируют время образования геля.

Раствор ГАЛКА-термогель-С образует гель при $150\div 250^\circ\text{C}$ через $10\div 40$ минут: при 90°C через 4 часа; при 80°C – через 12 часов; при 60°C и 70°C – через 72 и 48 часов. Раствор ГАЛКА-термогель-У при 60°C образует гель через 3 часа, а при 40°C – через 18 часов. Гель способствует снижению проницаемости коллектора для воды. Чем выше проницаемость породы коллектора, тем интенсивнее ее снижение от действия геля.

Эффективность теплового воздействия на пласт зависит от рациональности использования рабочего реагента. В нашей стране, при добыче высоковязких нефтей, за счет закачки перегретого пара извлекается до 80% от общего количества углеводородного сырья. Но значительная часть поступающего в пласт тепла расходуется не рационально. Тепло теряется при движении по стволу нагнетательных скважин, в призабойной зоне, в пласте на нагрев окружающих пород. Создание забойных парогенераторов исключает потери тепла в паропроводах и стволе скважины. Кроме того, их применение позволит увеличить глубину залегания обрабатываемых объектов с 1000м до 1800м. Закачка в пласт горячей воды и перегретого пара в сочетании с физико-химическим воздействием повышает эффективность процесса разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами нефти. вышеперечисленные технологии могут быть использованы для увеличения полноты выработки запасов нефти месторождений севера Ирака.

Библиографический список:

1. *Схаб Мазен Надиб, Чибисов А.В.* Характеристика продуктивных пластов нефтяных месторождений Ирака // Проблемы геологии, геофизики, бурения и добычи нефти. Экономика и управление. Сб. статей аспирантов и молодых специалистов. Вып.-7.-Уфа,2010.-С.14-19.

2. *Федоров К.М., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Хайретдинова Д.Н.* Повышение эффективности выработки запасов тепловыми методами интенсификации добычи. Сборник научных трудов НИИнефтеотдача «Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов: Проблемы и решения.» Вып.4,Уфа : из-во «Монография», 2003г, с.105-107.

3. *Buday, T* 1980. Regional Geology of Iraq: Vol. I, Stratigraphy: I.I.M Kassab and S.Z.Jassim (Eds) D.G.Geol. Surv. Min. invest.Pub/ 445p.

4. *Al-Khafaf, A.O.*, 2005 Stratigraphy of Kometan Formation (Upper Cretaceous) in Dokan-Endezah Area, NE-Iraq. Unpublished M.Sc. Thesis. University of Mosul, department of Geology, 79p.

5. *Abaci, T.S., H.S., Hammond, R.A. and Al-Khafaf, A.O.*, 2006 Stratigraphy of the Gulneri Formation (Upper Cretaceous) in the Type Section, Dokan area, Northeastern Iraq. Iraqi Jour. Earth Sci., Vol. 6 No.2, pp. (33-42).

УДК 622.276

**СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ОСВОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ
ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

В.Е.Титов

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия*

Анализируются проблемы связанные и низкой эффективностью процесса разработки нефтяных месторождений.

Предлагаются перспективные технологии для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Исследуются условия, обеспечивающие повышение коэффициента извлечения нефти для залежей с высоковязкими нефтями.

Крупнейшими мировыми источниками углеводородного сырья являются страны Ближнего и Среднего Востока. В числе государств

располагающих третьей частью всех запасов нефти в мире, находится Ирак. В пределах Месопотамской предгорной впадины расположены зоны активного нестабильного шельфа, где сконцентрированы основные запасы нефти северного Ирака. Из более чем 100 открытых месторождений в активной разработке находится только около 20. Но даже эти объекты разрабатываются с очень низкой эффективностью.

В соответствии с проектными документами коэффициент конечной нефтеотдачи для этих залежей нефти установлен на величине, не превышающей 15%. Основным способом разработки нефтяных месторождений севера Ирака является эксплуатация вертикальными скважинами с применением традиционного заводнения. Текущее значение средней величины нефтеотдачи, по залежам, находящимся в разработке, неоправданно низкая и составляет 6,5%. Основными причинами такого низкого значения нефтеотдачи являются малоэффективные системы разработки объектов; сложность геологического строения залежей, обусловленная неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов; высокая вязкость и плотность нефтей.

Возникают проблемы связанные с закачкой воды: интенсивное обводнение пластов, высокие темпы снижения пластового давления в процессе разработки, недостаточно эффективная система ППД, образование конусов воды и т.д.

Анализ ситуации, сложившейся в результате осуществляемых в настоящее время в нефтедобывающей отрасли страны процессов, требует внедрения активных мер по освоению эффективных технологий разработки залежей нефти Ирака. Если этого не будет сделано, то следует ожидать резкого падения добычи нефти.

Характеристика нефтегазоносных комплексов месторождений севера Ирака приводится ниже. Формация Евфрат состоит из доломитов и известняков. Нефть добывают на месторождениях Джаван, Наджда, Хасиб, Каяра. Продуктивные пласты характеризуются пористостью равной 26% и проницаемостью 0,072 мкм². Нефть содержит 2,9% серы, плотность – 0,822 г/см³, вязкость – 124,4 мПа·с. Формация Герб состоит из доломитового известняка. Толщина пласта 55÷70м. В нефти 2,5% серы, ее плотность – 0,822 г/см³, вязкость – 124,4 мПа·с. Пористость коллектора – 26%, проницаемость 0,35 мкм². Разрабатываются месторождения Джамбур и Каяра с закачкой воды. Запасы нефти месторождений относятся к категории трудноизвлекаемых. Объекты разработки залегают, в среднем на глубине 346м, имеют низкое пластовое давление (7,5МПа) и температуру 45°С. Структура запасов нефти имеет тенденцию к ухудшению.

Для повышения эффективности процесса разработки этих нефтяных залежей предлагается метод импульсно-дозированного теплового воздействия (ИДТВ) в основе которого лежит закачка горячей воды в пласт. Специалисты Удмуртии предложили особый режим циклической горячей и холодной воды в пласт. Осуществляя закачку рабочих агентов циклами, они добились сокращения потерь тепла непосредственно в нефтяной залежи. Разбив цикл на два этапа предлагалось в течение первого этапа, закачивая горячую воду, разогреть пласт. Закачивая холодную воду, в течение второго этапа, часть тепла от окружающих пород будет поглощена ею, тем самым сохранив в целом часть затраченной тепловой энергии. Температуру закачиваемой воды в течение одного цикла определяют стандартным расчетом теплового баланса в объеме пласта. Продолжительность цикла обычно должна составлять 5-6 месяцев.

Апробирование технологии на Черемихинском месторождении подтвердило высокую эффективность процесса. На опытном участке, где проводился эксперимент, отмечено увеличение коэффициента нефтеотдачи за 9 лет с 21 до 28,4%. Для определения эффективности технологии необходима предварительная оценка потерь тепла при движении воды от нагревательной установки до призабойной зоны нагнетательной скважины. Решение этой задачи невозможно без проведения гидравлических расчетов движения потока теплоносителя в скважине при закачке рабочего агента, а также определения тепловых потерь по закону Ньютона-Рихтмаера. Интенсивность потерь тепла прямо пропорциональна разности средней температуры потока в скважине и исходной температуры окружающих пород. Необходимо теоретически связать температуру теплоносителя на забое скважины с ее глубиной, расходом теплоносителя, температурой на устье, параметрами скважины и окружающих пород. Соотношение объемов горячей и холодной воды определяются с учетом эффективной температуры, до которой необходимо нагреть пласт. Теплосодержание пласта определяется его температурой и теплоемкостью, а потери тепла законом Ньютона-Рихтмаера. В соответствии с технологией объем закачиваемой в пласт холодной и горячей воды составляет около двух объемов пор пласта. Рассматривая возможность применения технологии на месторождении Каяра, при равенстве объемов холодной и горячей воды, эффективный прогрев пласта должен произойти при 90°C. В этом случае необходимо закачать 2,5÷5% объема пор пласта холодной и 2,4% - горячей воды, причем за один цикл. Учитывая температуру пласта равную 54°C закачиваемая горячая вода должна иметь 140°C при скорости закачки 75 т/сут. При нагреве пласта от 55÷59°C до температуры равной 90°C расход горячей воды, нагретой до 140°C, будет составлять 0,8 объема пор пласта, а холодной воды – 1 поровый объем.

Внедрение технологии обеспечит превышение прогнозных коэффициентов извлечения нефти над проектными значениями.

Технология циклического внутрипластового полимерно-термического воздействия (ЦВПТВ) предложена Кудиновым В.И. Закачивая водный раствор полиакриламида, как и в соответствии с обычной технологией, изолируются высокопроницаемые зоны пласта, куда полимер поступает в первую очередь. Последующие порции воды, закачиваемык вслед за полимером, вытесняют нефть из менее проницаемых зон. Охват пласта воздействием увеличивается, как и нефтеотдача. Такой вариант вытеснения нефти происходит на небольшом удалении от призабойной зоны нагнетательной скважины, так как изолированные высокопроницаемые зоны препятствуют фильтрации раствора полимера вязкостью $10\div 15$ мПа·с в удаленные части пласта.

Усовершенствование этой технологии заключается в том, что вначале закачивается теплоноситель, к которому затем добавляется полимер. Закачка теплоносителя направлена на создание в пласте зоны с повышенной температурой. Закачиваемый затем раствор полимера нагревается, проходя через эту зону. Вязкость полимера снижается до $1\div 2$ мПа·с, подвижность раствора увеличивается, что позволяет ему проникая в низкопроницаемые зоны вытеснять из них нефть. Полнота охвата пласта увеличивается больше, чем при обычном воздействии полимером.

Поочередная закачка оторочек теплоносителя и полимера обеспечивает накопление тепла в пласте. В процессе движения по пласту температура раствора полимера снижается. Охлаждение раствора происходит за счет отбора тепла породой коллектора. В малопроницаемые зоны пласта полимер может попасть только в нагретом состоянии, то есть, имея пониженную вязкость. По мере охлаждения раствора полимера он теряет свою подвижность. Закачивая последующий объем теплоносителя со значительно меньшей вязкостью, чем даже разогретый раствор полимера, обеспечивается охват воздействием низкопроницаемых участков пласта. Остывший вязкий раствор полимера препятствует поступлению теплоносителя в высокопроницаемые зоны залежи. В тоже время, низкопроницаемые зоны подвергаются воздействию теплоносителя, снижая в них вязкость нефти. Нагретая нефть приобретая подвижность начинает движение по пласту. После однократного воздействия рабочими агентами в процесс фильтрации включается только часть залежи, как с высокопроницаемыми, так и и низкопроницаемыми зонами. На последующих этапах процесса возникает необходимость повторной изоляции высокопроницаемых зон закачкой полимера. В процессе фильтрации раствор полимера движется не только в прогретой, но и по низкотемпературной зонам. Охлаждаясь в непрогретой

зоне раствор полимера блокирует наиболее проницаемые интервалы пласта. Таким образом, раствор полимера вытесняет нефть из прогретых низкопроницаемых зон, а на охлажденных участках, за счет повышенной вязкости полимера, происходит кольматация промытых зон.

Повышенная эффективность технологии определяется цикличностью процесса нагрева и охлаждения полимерного раствора. Циклическое изменение вязкости раствора полимера в пластовых условиях регулирует процесс разработки объекта.

Кроме того, важным условием эффективности разработанной технологии является необходимость соблюдения заданных технологических параметров процесса ЦВПТВ. На каждом этапе технологии регламентируется время закачки теплоносителя и полимера, температура рабочего агента, объемы реагента, его концентрация, темп закачки. Важным условием эффективности процесса является температура в прогретой зоне пласта, которая не должна превышать 100°C. Следствием превышения этой температурной границы является деструкция полимера.

Термические и комбинированные технологии воздействия на залежи высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах апробированы в различных условиях. Метод ИДТВ в отличие от известных методов предусматривает особый режим циклической закачки теплоносителя и холодной воды в пласт. Технология циклического внутрипластового полимерно-термического воздействия (ЦВПТВ) предусматривает добавление в теплоноситель полимера. За счет реализации этих технологий значительно увеличивается охват пласта процессом вытеснения, и, в конечном счете, возрастает нефтеотдача.

Однако, на начальном этапе внедрения было бы целесообразно организовать пилотные проекты для каждой технологии. Каждый объект разработки имеет индивидуальные особенности, поэтому для получения положительного эффекта необходимо соблюдать критерии применимости каждой технологии. Вполне возможно, что для реальных месторождений потребуются соответствующая доработка некоторых параметров технологий.

Большое разнообразие месторождений Ирака с различными геолого-промысловыми характеристиками позволит выбрать оптимальный вариант для внедрения эффективной разработки. Характерные особенности технологий, по сравнению с традиционно существующими, обеспечат необходимое увеличение текущей добычи и конечного КИН.

Библиографический список:

1. *Кудинов В.И.* Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей.-М.: «Нефть и газ», 1996-284с.
2. *Схаб Мазен Надиб, Чибисов А.В.* Геологическое строение и нефтегазоносность месторождений севера Ирака// Материалы 62-й науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. УГНТУ.-Уфа, 2011.
3. *Схаб Мазен Надиб, Андреев В.Е., Чибисов А.В., Чижов А.П.* Перспективы повышения карбонатных коллекторов с высоковязкой нефтью месторождений севера Ирака // Проблемы методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. Проблемы и методы рационального использования нефтяного попутного газа: Материалы НПК.-Уфа, 2011.-С.67-69.
4. *HabbaY. And Abdullah M.B.,* 1989. Geochemical Study of the Hydrocarbon Source Rocks in the oil field Qaiyarah in Northern Iraq. Co-operation, 15, p. 12-51.
5. *Odish K.Y. and Othman R.S.,* 1992. Preliminary Geochemical Evaluation of Hydrocarbon Source Rock in Northern Parts of Iraq. Iraqi Geological Journal, 25(2), p. 136-153.

УДК 552.1

**ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ АДСОРБЦИОННЫХ
СВОЙСТВ ОБРАЗЦОВ НАСЫПНЫХ КЕРНОВ**

Н.Ю. Хохлова, Ю.П. Борисевич

*Самарский государственный технический университет,
Самара, РФ,
NataliX99@mail.ru*

При использовании вторичных и третичных методов воздействия на пласт в процессе эксплуатации нефтяного месторождения происходит изменение адсорбционных свойства горных пород нефтенасыщенных толщин. Целью и задачей предпринятых исследований было изучение изменчивости фильтрационных свойств основных горных пород продуктивных коллекторов углеводородных месторождений при продолжительной фильтрации через них представителей основных пластовых флюидов. Работы проводились на установках, разработанных

авторами и подробно описанными вместе с методикой эксперимента в работе [1].

Через насыпные керны пропускали водный раствор NaCl (150 г/л); дизельное топливо и дистиллированную воду (имитация пресной и пластовой воды).

Известно, что удельная объёмная скорость фильтрации (дебит) при прочих равных условиях обратно пропорциональна вязкости среды [2].

По результатам исследования в диапазоне температур 20 – 80⁰С для дистиллированной воды вязкость падает примерно в 2,8 раза [2]. В результате исследования, было выявлено, что при любых температурах удельная объёмная скорость фильтрации снижается с течением времени от 9 % при 20⁰С до 6% при 80⁰С. Дебит практически перестаёт изменяться примерно через 6000 с при 20⁰С и через 5000с при 80⁰С. Дебит снижается в 18 раз (от величины порядка 155 м³/м²с при 20⁰С до величины порядка 8 м³/м²с при 80⁰С).

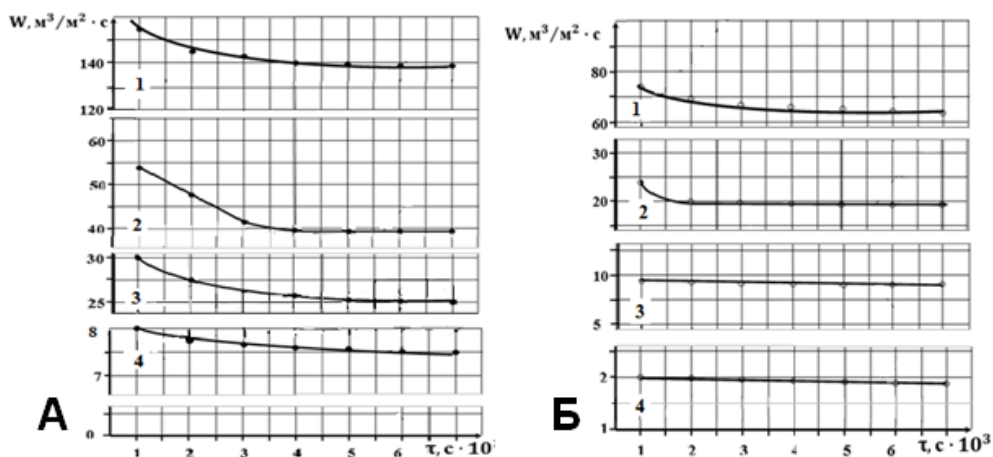


Рис. 1. Зависимость удельной объёмной скорости фильтрации (А) дистиллированной воды от продолжительности процесса (Б) водного раствора хлористого натрия: 1 – 20⁰С.; 2 – 40⁰С.; 3 – 60⁰С.; 4 – 80⁰С.

Для водного раствора хлористого натрия в диапазоне температур 20 – 80⁰С вязкость падает примерно в 3,0 раза [2], дебит вместо увеличения снижается в 30 раз (от величины порядка 70 м³/м²с при 20⁰С до величины порядка 2 м³/м²с при 80⁰С). Удельная объёмная скорость фильтрации, при любых температурах, снижается с течением времени от 13% при 20⁰С до 10% при 80⁰С, затем дебит практически перестаёт изменяться примерно через 6000с при 20⁰С и через 5000с при 80⁰С.

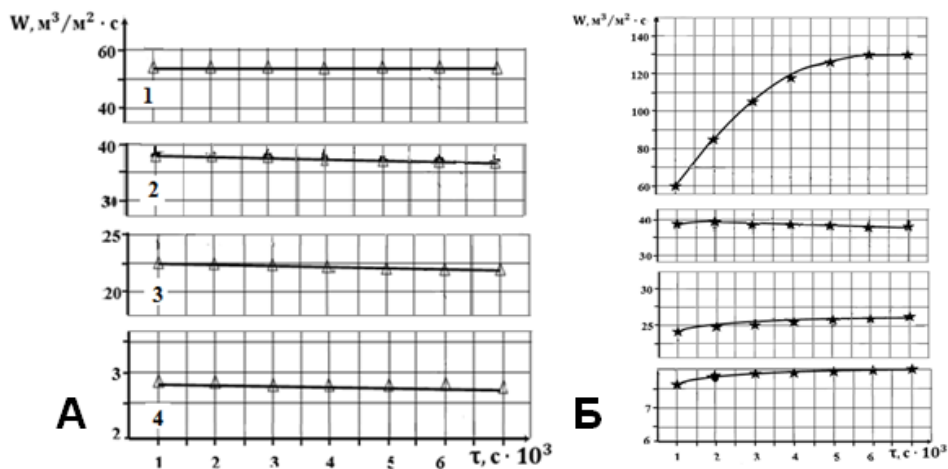


Рис. 2. Зависимость удельной объёмной скорости фильтрации А) дизельного топлива Б) при вытеснении дизельного топлива дистиллированной водой от продолжительности процесса: 1 – 20⁰С.; 2 – 40⁰С.; 3–60⁰С.; 4 –80⁰С.

Для дизельного топлива в указанном диапазоне температур вязкость падает примерно в 5,5 раз [2], а дебит вместо увеличения снижается не менее чем в 20 раз (от величины порядка 55 м³/м²с при 20⁰С до величины порядка 2,8м³/м²с при 80⁰С). Удельная объёмная скорость фильтрации при любых температурах снижается с течением времени (хотя и незначительно) от 3% при 20⁰С до 2% при 80⁰С, а, затем, дебит практически перестаёт изменяться примерно через 6000с при 20⁰С и через 5000с при 80⁰С.

При вытеснении дизельного топлива дистиллированной водой (предварительное насыщение образца углеводородной основой происходило путём его прокачки при соответствующей температуре в течении 7000с) кинетика изменения удельной объёмной скорости фильтрации вела себя совершенно иначе. В указанном диапазоне температур дебиты непрерывно росли не менее чем в 15 раз (от величины порядка 8 м³/м²с при 80⁰С до величины порядка 100 м³/м²с при 20⁰С). При любых температурах удельная объёмная скорость фильтрации также росла с течением времени от 110% при 20⁰С до 7% при 80⁰С, а, затем, дебит практически перестаёт изменяться примерно через 6000с при 20⁰С и через 5000с при 80⁰С; но дебит жидкости в течении эксперимента не достигал дебита исходной дистиллированной воды.

Полученный экспериментальный материал позволит сделать следующие выводы: подобное поведение фильтрующейся жидкости может быть объяснено гидратацией поверхности породы, в результате которой образуется адсорбированный слой воды, сопоставимый с размерами зёрен породы (порового пространства). В результате, площадь сечения, через которое движется фильтрующаяся жидкость, резко снижается, что и ведёт к понижению дебита. Причём, наиболее толстый слой адсорбируемой жидкости образуется на дистиллированной воде, а наименьший на водном растворе хлористого кальция. При этом, чем выше температура, тем быстрее, но и тоньше образуется адсорбированный слой жидкости.

При вытеснении углеводородного слоя водой остаточное содержание начальных компонентов, по-видимому, достаточно велико, что и не позволяет достичь первоначальных показателей, полученных на дистиллированной воде.

Библиографический список

1. *Зенин В.И., Борисевич Ю.П., Хохлова Н.Ю., Хайрулина Ю.В., Вотина А.С.* Определение адсорбционных свойств образцов пород нефтенасыщенных толщин в широком диапазоне температур и давлений. *Естественные науки*, № 12, 2016, с.114 – 118.
2. *Борисевич Ю.П., Хохлова Н.Ю., Краснова Г.З.* Кинетика фильтрационных свойств горных пород продуктивных толщин углеводородных месторождений/*Proceedings of the XVIII International Academic Congress “History, Problems and Prospects of Development of Modern Civilization” (Japan, Tokyo, 25-27 January 2017). Volume XVIII. “Tokyo University Press”, 2017. –101-107 p.*

**БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ НА БЕЛОЗЕРО –
ЧУБОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ОАО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»**

О.М.Елашева, Е.И.Соболева, И.А.Вольская

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия
ms.elasheva@mail.ru*

Одной из важнейших причин, снижающих эффективность добычи нефти на отдельных месторождениях является отложение на поверхности оборудования и трубопроводов неорганических солей. В основном это - карбонат кальция (70 %), карбонат магния (3-4 %), а также оксиды и сульфиды железа. Образование солей приводит к ухудшению, в целом, технико-экономических показателей нефтедобывающих предприятий[1].

В работе были проведены исследования пластовых вод и твердых отложений скв. 733 Белозеро-Чубовского месторождения.

1. Результаты исследования пластовых вод скв. 733 Белозеро-Чубовского месторождения.

В лабораторию №1 «Мониторинга нефтей и химреагентов» ОАО «СвНИИ НП» были доставлены пробы пластовой воды (отбор – июль 2016г.) со скважины 733 Белозеро-Чубовского месторождения.

Ранее, в ноябре 2015г., также была предоставлена пластовая вода со скв. 733 Белозеро-Чубовского месторождения (отбор-ноябрь 2015г.) Был проведен многокомпонентный анализ предоставленных пластовой вод. Сравнительный анализ представлен в таблице 1.

Проведенные исследования показали, что пластовые воды Белозеро-Чубовского месторождения скв. 733 (отбор ноябрь 2015г. и июль 2016г.) по составу отличаются друг от друга незначительно и обладают повышенной склонностью к отложениям карбоната кальция.

Для предотвращения образования осадков карбонатов кальция в пластовых водах были проведены исследования по подбору эффективного ингибитора солеотложений. В качестве ингибитора солеотложений использовали ПАФ 13А и Союз 4000.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1
Состав пластовых вод скв. 733 Белозеро-Чубовского
месторождения

Наименование показателей	Пластовая вода скв. 733 Белозеро-Чубовского м-ия отбор пробы ноябрь 2015г.	Пластовая вода скв. 733 Белозеро-Чубовского м-ия отбор пробы июль 2016г.
HCO_3^- , $\frac{\text{мг} / \text{дм}^3}{\text{мг} - \text{экв} / \text{дм}^3}$	$\frac{36,60}{0,60}$	$\frac{39,65}{0,65}$
Cl^- , $\frac{\text{мг} / \text{дм}^3}{\text{мг} - \text{экв} / \text{дм}^3}$	$\frac{176913,80}{4983,50}$	$\frac{189487,20}{5337,70}$
SO_4^{2-} , $\frac{\text{мг} / \text{дм}^3}{\text{мг} - \text{экв} / \text{дм}^3}$	$\frac{485}{10,1}$	$\frac{660}{13,75}$
Сумма анионов, $\frac{\text{мг} / \text{дм}^3}{\text{мг} - \text{экв} / \text{дм}^3}$	$\frac{177435,4}{4994,2}$	$\frac{190186,85}{5352,1}$
Ca^{2+} , $\frac{\text{мг} / \text{дм}^3}{\text{мг} - \text{экв} / \text{дм}^3}$	$\frac{18000}{900}$	$\frac{16000}{800}$
Mg^{2+} , $\frac{\text{мг} / \text{дм}^3}{\text{мг} - \text{экв} / \text{дм}^3}$	$\frac{6000}{500}$	$\frac{5400}{450}$
$\text{Na}^+ + \text{K}^+$, $\frac{\text{мг} / \text{дм}^3}{\text{мг} - \text{экв} / \text{дм}^3}$	$\frac{82666,6}{3594,2}$	$\frac{94348,3}{4102,1}$
Сумма катионов, $\frac{\text{мг} / \text{дм}^3}{\text{мг} - \text{экв} / \text{дм}^3}$	$\frac{106666,6}{4994,2}$	$\frac{115748,3}{5352,1}$
pH	5,64	5,57
Общее железо, $\text{мг} / \text{дм}^3$	97,5	97

Установлено, что вода Белозеро-Чубовского месторождения скв. 733 имеет кислую среду (pH=5,6) Для борьбы с отложениями необходима щелочная среда, поэтому наиболее эффективен реагент ПАФ-13А в концентрации не более 10 г/т или реагент Союз-4000 в концентрации 50 г/т. Рекомендуется использовать их с закачкой в затрубное пространство скважины, однако увеличение концентрации ПАФ-13А может приводить к выпадению солей.

2. Анализ твердых отложений на оборудовании Белозеро-Чубовского месторождения (скв. №733).

В лабораторию №1 «Мониторинга качества нефтей и химреагентов» ОАО «СвНИИ НП» был доставлен патрубок с отложениями Белозеро-Чубовского месторождения (скв. № 733).

Твердые отложения на патрубке представляют собой крупнокристаллическую массу черного цвета, трудно разрушаемую механически.

Исследование проводили на основе экспресс-анализа твердых отложений на содержание карбонатных солей и гипса для нефтяных промыслов. Исследования показали, что отложения состоят из органической части (9 %) и неорганической части (91%), в том числе: 26 % - $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (гипс)

56 % - CaCO_3 (карбонат кальция)

7 % - $\text{Mg}(\text{OH})_2$ (гидроокись магния)

3 % - механические примеси

Исследования по подбору реагентов растворителей данного отложения показали:

- полное растворение органической части (АСПО) в толуоле;
- не растворение в технической воде при нагревании 20 °С;
- не растворение в технической воде при нагревании 80 °С;
- частичное растворение солей (14 %) в 18 % растворе HCl ;
- частичное растворение солей (28 %) в реагенте Союз-4000;
- частичное растворение солей (54%) в реагенте ПАФ-13А.

3. Рекомендации по удалению солеотложений.

Вариант 1. Последовательная обработка:

1. растворителем (бензол, толуол, МС-50);
2. 20 % раствором NaOH ;
3. 18 % раствором HCl ;
4. промывка технической водой.

Вариант 2. Использовать для растворения реагент ПАФ-13 с выдержкой в виде ванны в течении 2-3 ч.

4. Рекомендации по предотвращению образования солей.

Использовать ингибитор Союз-4000 (50 г/т) или ПАФ 13А (не более 10 г/т).

Библиографический список:

1. *Елашева О.М., Хохлова Н.Ю.* Влияние механических примесей на качество воды применяемой для системы поддержания пластового давления Сосновского месторождения/ The The scientific heritage (Budapest, Hungary) № 8, P.1, 97-100 p. ISSN 9215-0365

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ ТРУБНОГО ДЕЛИТЕЛЯ
ФАЗ ДЛЯ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ НЕФТИ**

Е.И.Соболева, А.М.Шуберт

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия,
kuyza15@mail.ru*

Основной проблемой нефтегазодобывающей отрасли в условиях сегодняшнего дня является увеличение обводненности скважинной продукции, которая на многих месторождениях превышает уже 80%.

Такая тенденция вынуждает нефтегазодобывающие предприятия вкладывать огромные средства, чтобы обеспечить обезвоживание нефти на месторождениях. Данное обстоятельство приводит к повышению себестоимости добываемой нефти. Если отказаться от предварительного сброса пластовой воды, то это приведет к значительным экономическим потерям, а также удорожанию конечной продукции в целом. Обезвоживание нефти экономически целесообразно на большей части нефтяных месторождениях страны.

Вследствие того, что вязкость нефти в несколько раз меньше чем эмульсии (вода, нефть), приходится перекачивать дополнительный объем пластовой воды, которая содержится в нефти. В связи с этим, неизбежно растут затраты на транспортировку, так как транспортные магистрали перегружены. Нефтяным компаниям приходится находить выход из положения, так, например, увеличивать производительность насосов, а вследствие этого мощность электродвигателей повышается, энергообеспечение их растет[1]. Также прибегают к другим способам (увеличение диаметра труб и т.д.).

По технологии, пластовая вода, добываемая на поверхность вместе с нефтью, сбрасывается у устья скважины или очень близко к нему. Для этого, в пунктах сбора скважинной продукции, сооружаются установки

предварительного сброса воды (УПСВ), в соответствии с Всесоюзными строительными нормами. Такая установка используется:

- для промысловой подготовки нефти, а именно получения предварительно обезвоженной (до 10%) нефти, пригодной для дальнейшего транспорта;
- сепарации газа от жидкости, поступающей по системе сбора со скважин;
- отделения пластовой воды от нефти
- получения сточной воды, пригодной для использования ее в системе поддержания пластового давления и сброса в поглощающие скважины[2].

В связи с тем, что в системе поддержания пластового давления используется соленая вода, использование пресной воды значительно сокращается, а также экологический урон, наносимый вследствие аварийных проливов соленой воды.

Пластовая вода является лучшим агентом для заводнения, когда возвращается в нефтяную залежь, откуда была добыта, вместе с нефтью. Данное обстоятельство можно объяснить тем, что огромное количество лет эта вода находилась в тесном непосредственном контакте с породой, в которой находится нефтяная залежь, а также со скважинной продукцией в целом (нефтью, газом и водой).

Стоит отметить основные недостатки установки предварительного сброса воды, которыми являются: большие капитальные и эксплуатационные затраты, высокая металлоемкость, огромные сроки строительства и окупаемости, что является ограничивающим фактором обезвоживания нефти на месторождениях. Надо отметить, что наибольшее количество скважин значительно удалены от автоматизированных газо-замерных установок (АГЗУ), вследствие чего большинство выкидных трубопроводов подвергаются коррозии пластовых вод, добываемых попутно с нефтью.

Весомым недостатком является то, что пластовые воды несовместимы с угленосными отложениями, которые содержат в себе растворенный сероводород с железосодержащими пластовыми водами девонских отложений. При их смешении образуются коллоидные частицы сульфида железа, что приводит к повышению устойчивости водонефтяных эмульсий.

Процесс обезвоживания и обессоливания нефти достаточно усложняется, часть нефти переходит в состав нефтешламов, так как отпадает возможность подготовить ее к товарному качеству, вследствие этого компания теряет до 3% уже добытой нефти.

Из-за несовместимости смесей пластовых вод по сероводороду (угленосные отложения) и закисному железу (девонские отложения) закладываются отдельные бурение пластов, обеспечивают отдельные системы сбора. Эти условия выполняются до АГЗУ, а далее, в большинстве случаев, вся собранная и добытая продукция перемешивается, так как некоторые скважины имеют достаточно низкий дебит. Вследствие этого, воды смешиваются, образуется сульфид железа и последствия очевидны.

Чтобы избежать этого, можно было бы построить УПСВ на каждом кусте скважин, но это будет абсолютно нерентабельно, так как пришлось бы увеличивать размер куста чуть ли не в два раза. В данном случае также увеличиваются капитальные вложения на организацию обезвоживания нефти, если строить УПСВ с отдельным способом попутных соленых вод из потоков газо-жидкостной смеси угленосных и девонских продуктивных пластов. В этом случае строительство основных технологических аппаратов в составе УПСВ должно возрасти в два раза.

Чтобы существенно снизить затраты на строительство УПСВ попробуем усовершенствовать систему обустройства нефтяных месторождений с использованием трубного делителя фаз (ТДФ)[3]. Трубный делитель фаз состоит из двух блоков, который позволяет разделить газо-жидкостную смесь на две фазы: сероводородная будет поступать в свой блок, а железосодержащая в свой. Также имеется возможность конструировать эти блоки, в соответствии с производительностью и размером. Данные устройства можно устанавливать на балконах, которые размещаются на склонах кустовых площадок. При этом перемещение соленых вод по поверхности земли сокращается до 99%. От кустов скважин перемещается предварительно обезвоженная нефть, а воды по сортам закачиваются в свои пласты, из которых были добыты.

Эксплуатация трубного делителя фаз повысит имеет много преимуществ, так за счет уменьшения количества автоматики, уменьшатся затраты на электроэнергию, его небольшая комплектация позволит снизить капитальные расходы на проектирование и сборку, а также уменьшатся расходы на содержание и эксплуатацию оборудования.

В процессе обезвоживания нефти, с использованием ТДФ выделяется вся эмульсионно несвязанная вода, которая не требует дополнительной очистки и может сразу закачиваться в скважину поддержания пластового давления. Также решается проблема с выделением сульфида железа, а вследствие этого и потери нефти.

Используя ТДФ, нефтегазодобывающие предприятия могут рассчитывать на уменьшение порывов, за счет уменьшения трубопроводов

системы сбора продукции, вследствие этого снизится количество штрафных санкций, продлевается срок службы трубопроводов, снизится себестоимость нефти и что также немаловажно, улучшится экологическая обстановка.

Трубный делитель фаз позволяет сохранить до 95% попутного газа и транспортировать его вместе с предварительно обезвоженной нефтью на центральный пункт сбора. В связи с этим, значительно сокращаются расходы, так как нет необходимости строить отдельный газопровод или сжигать газ на факелах, что также негативно влияет на окружающую среду.

В заключении можно сказать, что использование трубного делителя фаз является очень удобной и экономически выгодной установкой для нефтегазодобывающих предприятий, так как снижает себестоимость добываемой нефти, исключает ее потери, в связи с отсутствием образования в ней сульфида железа.

Библиографический список:

1. *Редькин И.И.* Учебный макет установки предварительного сброса воды на месторождении: методические указания к лабораторным работам/Самара: гос.техн.университет., 2010.

2. Технологический регламент на систему сбора и транспорта нефти ОАО «Самаранефтегаз», - 2012

3. *Редькин И.И., Редькин В.И., Щербань Т.И.* Патент на изобретение № 97932 «Трубный делитель фаз».

УДК 622.279.542.78

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ МАСЛОЗАПОЛНЕННОГО ПОДВЕСНОГО КОМПРЕССОРА С ПРИВОДОМ ОТ БАЛАНСИРА СТАНКА-КАЧАЛКИ

А.В.Севастьянов

*ООО «Завод дозирочной техники «Ареопаг»,
г Санкт-Петербург, Российская Федерация,
info@areopag-spb.ru*

Для борьбы с вредным влиянием свободного газа на приеме штангового насоса применяются газовые якоря, отводящие газ в затрубное пространство скважины [1, 2].

Накопление сепарированного на приеме глубинного насоса попутного нефтяного газа в затрубном пространстве скважины приводят к снижению депрессии на пласт и притока нефти к забою скважины, снижению коэффициента подачи насосов и срыву их работы. При достаточно высоких давлениях в коллекторе перепускной клапан не может обеспечить снижение давления газа в затрубном пространстве и в этой связи требуется принудительная откачка газа из затрубного пространства в коллектор.

Снижение давления газа в затрубном пространстве при помощи подвешного компрессора с приводом от балансира станка–качалки существенно увеличивает дебит нефтяных скважин за счет увеличения притока жидкости и коэффициента наполнения глубинного насоса [3, 4, 5, 6]. Однако широкого применения подвесные компрессоры не нашли из-за недостаточной степени сжатия и увеличения утечек газа через зазор между поршнем и цилиндром при высоких давлениях в выкидном коллекторе (имеет место в настоящее время при герметизированной напорной системе нефтесбора).

Для возможности эффективного применения подвесных компрессоров при высоких устьевых давлениях, разработана принципиально новая конструкция маслозаполненного компрессора, шарнирно закрепляемого к станку – качалке с помощью хомутов.

Разработанная новая конструкция маслозаполненного подвешного компрессора [7] имеет повышенную степень сжатия и эффективно может применяться на скважинах с давлением в выкидном коллекторе до 3МПа. Преимуществами маслозаполненного подвешного компрессора являются высокая надежность его работы и степень сжатия газа благодаря уменьшению трения, износа трущихся пар, герметизации зазора между поршнем и цилиндром, а также уменьшению мертвого пространства в цилиндре в такте нагнетания газа.

На рисунке 1а, 1б показана схема монтажа маслозаполненного подвешного компрессора к балансиру станка – качалки и технологическая схема обвязки маслозаполненного подвешного компрессора на устье скважины

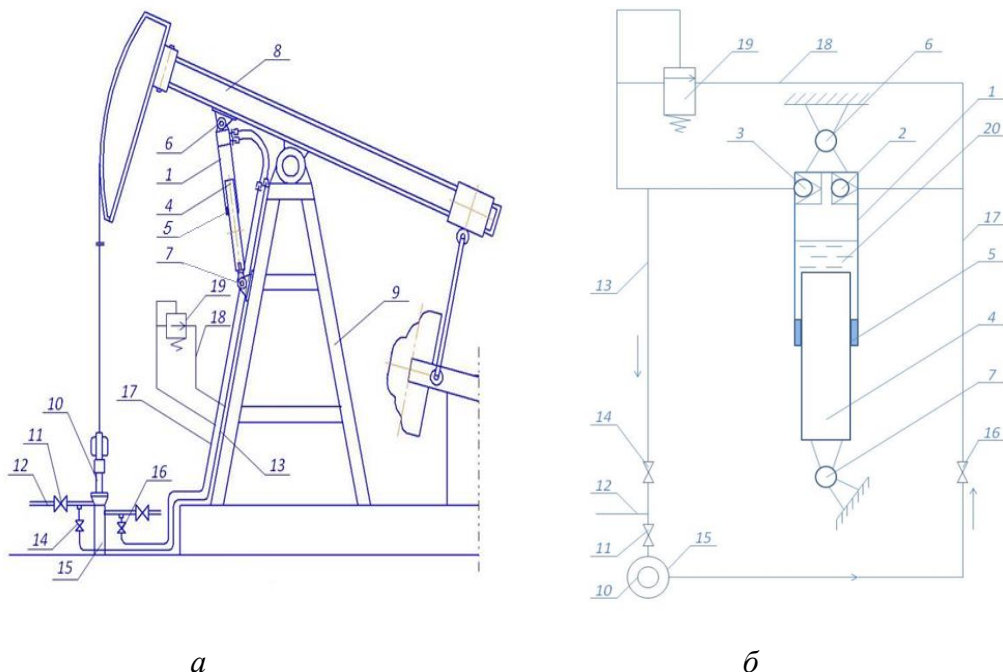


Рис. 1. а – схема монтажа маслозаполненного подвешного компрессора к балансиру станка – качалки, б – технологическая схема обвязки маслозаполненного подвешного компрессора на устье скважины: 1-цилиндр, 2-всасывающий клапан, 3-нагнетательный клапан, 4-поршень, 5-уплотнение, 6-шарнирная опора на балансире 8 станка-качалки, 7-шарнирная опора на стойке 9 станка-качалки, 10-насосно-компрессорные трубы, 11, 14, 16-задвижки различного назначения, 12-выкидной коллектор, 13-нагнетательная линия компрессора, 15-затрубное пространство скважины, 17-всасывающая линия компрессора, 18-линия сброса избыточного давления. 19-предохранительный клапан. 20-рабочая среда-масло.

Для скважин с различными геолого-промысловыми характеристиками необходим и соответствующий типоразмер подвешного компрессора. Ниже приводится расчет основных параметров маслозаполненного подвешного компрессора с приводом от станка качалки.

Исходные данные для расчета подвешного компрессора

1. Дебит скважины по нефти, $\text{м}^3/\text{сут.}$, Q_n .
2. Проектируемое давление на приеме насоса, $P_{пр}$, МПа.

3. Проектируемое давление газа в затрубном пространстве, МПа, $P_з$.
4. Давление в напорном коллекторе, МПа, $P_к$.
5. Газовый фактор нефти, m^3/t , Γ_ϕ .
6. Содержание свободного газа на приеме насоса, m^3/t , Γ_c .
7. Параметр работы станка-качалки (число ходов), n , $мин^{-1}$.
8. Коэффициент сепарации газа на приеме штангового насоса, σ .
9. Дебит скважины по нефти, $m^3/сут.$, Q_n .
10. Проектируемое давление на приеме насоса, $P_{пр}$, МПа.
11. Проектируемое давление газа в затрубном пространстве, МПа, $P_з$.
12. Давление в напорном коллекторе, МПа, $P_к$.
13. Газовый фактор нефти, m^3/t , Γ_ϕ .
14. Содержание свободного газа на приеме насоса, m^3/t , Γ_c .
15. Параметр работы станка-качалки (число ходов), n , $мин^{-1}$.
16. Коэффициент сепарации газа на приеме штангового насоса, σ .

Требуется рассчитать:

1. Диаметр поршня подвешного компрессора, S
2. Длину хода поршня подвешного компрессора, $Dл$

Методика расчета

1. По кривой одноступенчатого разгазирования нефти графически определяется количество свободного газа на одну тонну добываемой нефти Γ_c при давлении, равном давлению на приеме насоса $P_{пр}$ (рис. 2). На рисунке $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом.

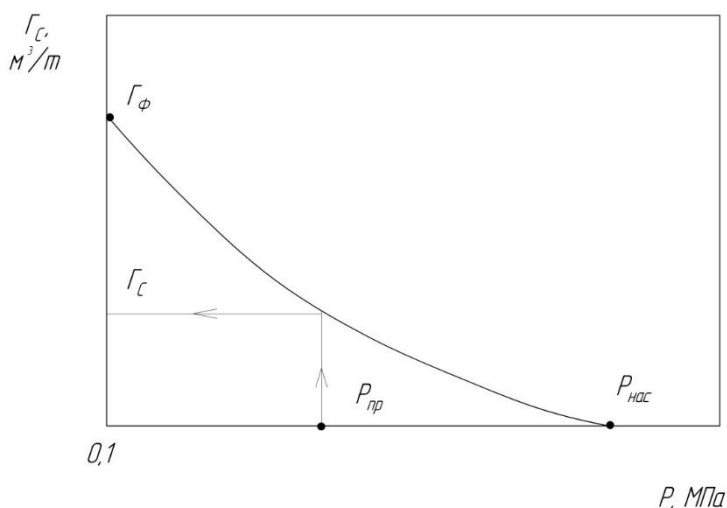


Рис.2. Кривая разгазирования нефти.

2. Рассчитывается или задается коэффициент сепарации на приеме насоса σ . В нашем случае задается $\sigma=0,5$ (с запасом).

3. Рассчитывается суточное количество свободного газа, поступающего с приема насоса в затрубное пространство с давлением P_3 :

$$G_{c.з.} = \frac{G_c \cdot Q_H \cdot \sigma \cdot P_{np}}{P_3}, \text{ м}^3 / \text{сут.} \quad (1)$$

4. За одно качание станка-качалки количество отбираемого газа компрессором в тактах всасывания при $P = P_3$:

$$V_r = 0,785 D_{II}^2 \cdot S, \text{ м}^3 \quad (2)$$

где: D_{II} – диаметр поршня;
 S – длина хода поршня компрессора.

5. За сутки компрессор при числе ходов станка-качалки «n» откачает газ в тактах всасывания при $P = P_3$.

$$\sum V_r = 0,785 D_{II}^2 \cdot S \cdot n \cdot 1440, \text{ м}^3 / \text{сут.} \quad (3)$$

6. Выражение (3) справедливо для идеального компрессора, т.е. без «мертвого» пространства. Поэтому для расчета $\sum V_{\Gamma}$ вводится множитель 0,92 (средний для поршневых компрессоров). Поэтому:

$$\sum V_{\Gamma} = 0,785 \cdot 1440 \cdot 0,92 \cdot D_{\Pi}^2 \cdot n \cdot S \quad (4)$$

7. Сопоставляют величины $\Gamma_{с.з.}$ и $\sum V_{\Gamma}$.

При $\sum V_{\Gamma} < \Gamma_{с.з.}$ увеличивают D_{Π} и S и расчеты повторяют.

8. Нагнетание газа в коллектор сопровождается появлением дополнительных нагрузок на балансир. Схема расчета дополнительной нагрузки приведена на рисунке 3.

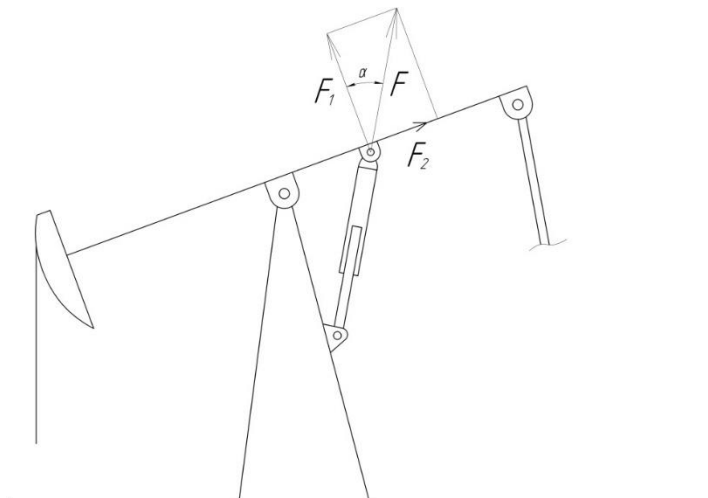


Рис. 3. Схема расчета дополнительной нагрузки на балансир станка качалки

Усилие F рассчитывается по формуле:

$$F = 0,785 D_{\Pi}^2 \cdot P_{\kappa} \quad (5)$$

Нормальная составляющая силы на балансир будет:

$$F_1 = 0,785D_{II}^2 \cdot P_K \cdot \cos \alpha \quad (6)$$

В расчет принимается случай положения балансира станка-качалки, в котором плечо балансира будет перпендикулярно оси компрессора.

Тогда будет $F_1 = F$.

9. Дополнительное сопротивление F_1 при перпендикулярном расположении балансира относительно оси компрессора создает дополнительный крутящий момент:

$$M_{кр} = F_1 \cdot L, \text{ Нм}, \quad (7)$$

где L - расстояние от оси вращения балансира до точки крепления компрессора на балансире.

10. Суммарный крутящий момент на валу редуктора станка-качалки определяется из выражения:

$$\sum M_{кр} = 300S_n + 0,236S_{III}(P_{\max} - P_{\min}) + F_1L, \quad (8)$$

где S_n - длина хода полированного штока;

$$S_{III} = S_n - \lambda; \quad (9)$$

$$\lambda = \lambda_{шт} + \lambda_{ж}; \quad (10)$$

$$\lambda_{шт} = \frac{(P_{вык} - P_{вс})F_{пл} \cdot L_H}{Ef_{шт}}; \quad (11)$$

$$\lambda_{ж} = \frac{(P_{вык} - P_{вс})F_{пл} \cdot L_H}{Ef_T}. \quad (12)$$

$F_{пл}, f_{шт}, f_T$ - площади сечения плунжера, штанг и металла труб НКТ;

L_H - глубина подвески насоса;

E - модуль упругости стали;

$P_{вык}$ - давление над плунжером при ходе вниз;

$P_{вс} = P_{пр}$;

P_{\max}, P_{\min} – максимальная и минимальная нагрузки в точке подвеса штанг.

11. Необходимо, чтобы работающий станок-качалка имел запас по крутящему моменту $M_{\text{кр.ст.}}$, т.е.

$$M_{\text{кр.ст.}} > \sum M_{\text{кр}}, \quad (13)$$

где $\sum M_{\text{кр}}$ рассчитывается по (8).

Библиографический список:

1. *Адонин А.Н.* Добыча нефти штанговыми насосами. - М.: Недра, 1979. - 213 с.
2. Справочная книга по добыче нефти. : под ред. Гиматутдинова Ш.К., - М: Недра, 1974. - 703 с.
3. *Севастьянов А.В., Иванов А.А., Фаткуллин А.С.* Технология отвода газа из затрубного пространства нефтяных скважин. «Нефтепромысловое дело»: Рефер. науч. - техн. сб. №9, 2014, с.30-31.
4. *Молчанова В.А., Топольников А.С.* Исследование эффективности устройства для откачки газа из затрубного пространства. // НТС «Нефтепромысловое дело» № 10, 2007, с.27-33.
5. *Фаттахов Р.Б., Сахабутдинов Р.З., Тронов А.Г.* Определение условий применимости подвесного компрессора с приводом от станка-качалки / Фаттахов Р.Б., Сахабутдинов Р.З., Тронов А.Г.// Труды ТатНИПИнефть, Юбилейный выпуск. – Бугульма, 1996. – 2
6. *Гареева Г.И., Петров В.А.* Влияние отбора газа из затрубного пространства на дебит скважины. Материалы 38-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. УГНТУ, Уфа, 2011.
7. *Севастьянов А.В.* Разработка конструкции подвесного компрессора с гидрозатвором для нефтяной скважины / Севастьянов А.В., Мингулов Ш.Г., Нигай Ю.В. и др. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. - 2016. - № 3 - С.27-32.