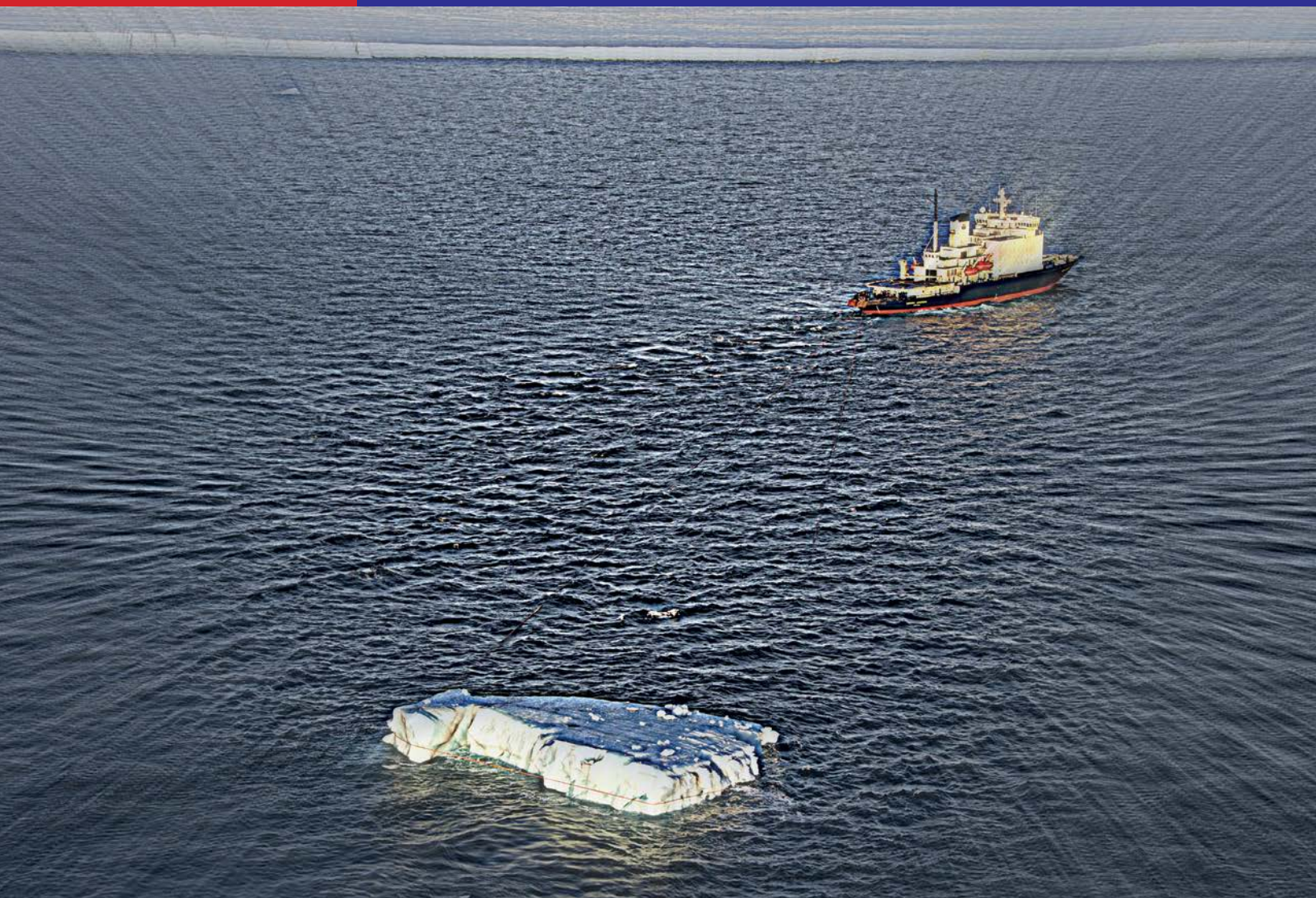


Инженер-нефтяник

№3'2018

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ



Регулирование фильтрационных свойств высокообводнённых пластов

Буровой раствор для вскрытия истощённых трещиноватых коллекторов

Моделирование деформации высокопористых пород пристволенной зоны пласта

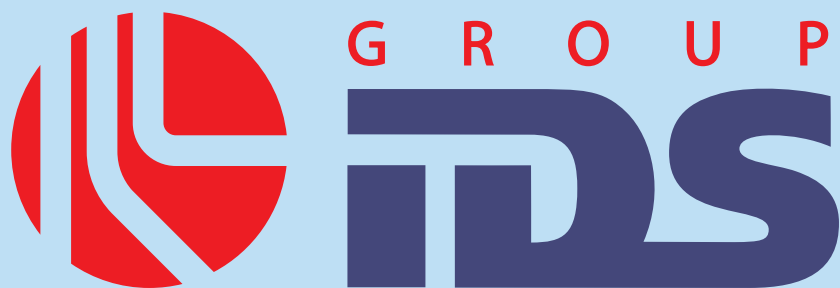
Технология спуска хвостовика при заканчивании скважин гравийным фильтром

Применение низкоминерализованной воды для заводнения пластов

Механизм глобального тектогенеза Земли



Интегрированный буровой
сервис



Адрес компании:
127422, Москва,
Дмитровский проезд, 10
тел.: +7 (495) 543 9116
факс: +7 (495) 543 9612
e-mail: ids@ids-corp.ru
сайт в Интернете:
www.ids-corp.ru



Группа компаний Ай Ди Эс (IDS Group) – ведущая российская нефтесервисная группа, оснащенная современным оборудованием и оказывающая комплексные услуги компаниям нефтедобывающего сектора:

- Бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования
- Углубление скважин с целью разведки нижележащих горизонтов с отбором керна собственным оборудованием
- Бурение разведочных скважин глубиной до 3000 метров с использованием собственных мобильных буровых установок и оборудования
- Инженерно-телеметрическое сопровождение:
 - наклонно-направленного и горизонтального бурения собственными телесистемами с гидравлическим каналом связи
 - вырезки «окна», отработки долот, винтовых забойных двигателей, гидравлических ударных механизмов, гидравлических расширителей ствола
 - собственных буровых растворов для промывки скважин
 - отбора керна собственным оборудованием
 - оснастки обсадных колонн при креплении боковых стволов
 - инструмента для заканчивания боковых стволов

Сотрудничество с IDS Group – это возможность получения полного комплекса современного скважинного сервиса под ключ

СОДЕРЖАНИЕ

CONTENTS

Геомеханическое моделирование для задач бурения и заканчивания скважин в высокопористых коллекторах.
Гараванд Абузар, Подгорнов В.М., Стефанов Ю.П.

5

Geological-mechanical modeling for the problems of wells drilling and completion in high-porous collectors.
Garavand Abuzar, Podgornov V.M., Stefanov YU.P.

Обоснование систем буровых растворов для вскрытия истощенных продуктивных коллекторов месторождения нефти Белый Тигр (СРВ).
Соловьев Н.В., Чыонг Ван Ты, Фам Куанг Хиеу, Та Куанг Минь, Кудрявцева Д.К.

11

Substantiation of drilling fluids solutions used for opening of depleted productive collectors in "White Tiger" oil field (SRV).
Solov'ev N.V., CHyong Van Ty, Fam Kuang Hieu, Ta Kuang Min', Kudryavceva D.K.

Разработка алмазного инструмента с применением данных компьютерного моделирования и результатов системных исследований. Нескоромных В.В., Попова М.С.

18

Development of the diamond tools using the data of computer modeling and the results of system studies.
Neskoromnyh V.V., Popova M.S.

Современные известные и новые тампонажные смеси и технологии первичного цементирования обсадных колонн в скважинах разного назначения. Самсоненко Н.В.

24

Modern well-known and new grouting mixtures and technologies of the initial cementing of casing strings in wells of various use.
Samsonenko N.V.

Вопросы технологии спуска хвостовика в горизонтальный ствол при заканчивании скважины гравийным фильтром.
Абсатдаров Р.Н., Оганов А.С., Поваляхин А.С.

30

Technological problems of the liner running into a horizontal wellbore during a well's completion by a gravel pack.
Absatdarov R.N., Oganov A.S., Povalikhin A.S.

Экспериментальная установка для исследования естественного искривления скважин в условиях, приближенных к реальным.
Ганджумян Р.А.

35

Experimental unit for studying a well natural deviation in conditions close to the real ones.
Gandzhumyan R.A.

Перспективы закачки низкоминерализованной воды для оптимизации заводнения с целью повышения нефтеотдачи в дельте реки Нигера (Нигерия).
Бэссеј Инико Экенг, Антониади Д.Г., Савенок О.В., Нвизуг-Би Леји Клуверт, Мойса Ю.Н.

37

Prospects of low-mineralized water injection to stimulate water-flooding for oil recovery enhancement in the Niger river delta (Nigeria).
Behssej Iniko EHkeng, Antonjadi D.G., Savenok O.V., Nvizug-Bi Leji Klyuvert, Mojsa YU.N.

Регулирование фильтрационных характеристик высокообводненных терригенных пластов с использованием эмульсионных составов.
Королев М.И., Рогачев М.К.

44

Control of flow properties of highly water-saturated terrigenous formation using emulsion compositions.
Korolev M.I., Rogachev M.K.

Применение нестационарного режима работы скважины с целью увеличения нефтеотдачи пластов.
Сафин И.Н., Салимбаев У.А., Лепесов А.Н.

50

Use of a well's non-stationary operational mode to enhance oil recovery.
Safin I.N., Salimbaev U.A., Lepesov A.N.

Влияние электромагнитных волн промышленной частоты на процессы коррозии магистральных трубопроводов.
Ягубов З.Х., Старцев А.Э., Беляев А.Э.

53

Effect of electromagnetic waves of commercial frequency on trunk pipelines corrosion.
YAgubov Z.H., Starcev A.EH., Belyaev A.EH.

О механизме глобального тектогенеза Земли.
Иванников В.И.

56

The mechanism of the Earth's global tectonic genesis.
Ivannikov V.I.

Журнал «Инженер-нефтяник» по решению Высшей аттестационной комиссии Минобрнауки РФ включён в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание учёной степени кандидата наук, на соискание учёной степени доктора наук по отрасли 25.00.00 «Науки о земле» (редакция от 09.08.2018).

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ).

Учредитель научно-технического журнала «Инженер-нефтяник»: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг»

Главный редактор: д.т.н. Повалихин Александр Степанович

Редакционный совет:

Литвиненко Владимир Стефанович – д.т.н., профессор, ректор Национального минерально-сырьевого университета «Горный»

Мартынов Виктор Георгиевич – д.э.н., профессор, ректор Российского Государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина

Косьянов Вадим Александрович – д.т.н., профессор, ректор Российского Государственного геологоразведочного университета им. С.Орджоникидзе

Калинин Анатолий Георгиевич – д.т.н., профессор-консультант Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Оганов Александр Сергеевич – д.т.н., профессор, зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин Российского Государственного университета нефти и газа им И.М. Губкина

Бастриков Сергей Николаевич – д.т.н., профессор, генеральный директор ОАО «Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности»

Кульчицкий Валерий Владимирович – д.т.н., зам. зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин Российского Государственного университета нефти и газа им И.М. Губкина

Потапов Александр Григорьевич – д.т.н., профессор, заместитель директора «Центр разработки, эксплуатации месторождений природных газов и бурения скважин» ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия:

Близнюков Владимир Юрьевич - д.т.н., профессор

Гноевых Александр Николаевич – д.т.н., советник генерального директора ООО «Газпром бурение»

Быков Игорь Юрьевич – д.т.н., профессор кафедры машины и оборудование нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета

Нескоромных Вячеслав Васильевич – д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Технологии и техники разведки месторождений полезных ископаемых» Института горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского Федерального Университета

Рогачёв Михаил Константинович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Национального минерально-сырьевого университета «Горный»

Соловьёв Николай Владимирович – д.т.н., профессор, зав. кафедрой современных технологий бурения скважин Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Савенок Ольга Вадимовна - профессор, д.т.н., профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна Кубанского государственного технического университета

Руководитель группы вёрстки и дизайна Тюшагин Игорь Валерьевич

Перевод Бисярина Ольга Михайловна

Адрес редакции: 127422 Москва, Дмитровский проезд, 10

Телефон редакции: (495) 543-91-16; Факс: (495) 543-96-12

Адреса электронной почты: om@ids-corp.ru, povalihin1@yandex.ru

Адрес сайта в сети Интернет: www.ids-corp.ru

Свидетельство о регистрации средств массовой информации ПИ №ФС77-35382 от 17 февраля 2009 г.

Индекс журнала в каталоге Агентства «Роспечать» - 35836

Индекс журнала в объединённом каталоге "Пресса России" - 91842

Типография "ПринтФормула"

Тираж 950 экз.

Журнал приглашает к сотрудничеству учёных и инженеров, рекламодателей, всех заинтересованных лиц. При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях. Материалы, отмеченные логотипами компаний, носят рекламно-информационный характер и публикуются на правах рекламы.

Геомеханическое моделирование для задач бурения и заканчивания скважин в высокопористых коллекторах

¹Гараванд Абузар – аспирант; ¹В.М. Подгорнов – доктор техн. наук, профессор;
²Ю.П. Стефанов – доктор ф.-м. наук, профессор РАН

(¹РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина;
²Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука
Сибирского отделения Российской академии наук)

Введение

Оценка устойчивости ствола, изменения фильтрационно-ёмкостных свойств и вероятности выноса «песка» в скважину необходима при проектировании технологии формирования призабойной зоны скважины [1, 2]. Наиболее распространённым подходом для расчёта напряжённого состояния горной породы вокруг скважины благодаря простоте и относительно небольшому числу используемых параметров является использование линейной упругой модели [3, 4]. Однако такой подход не позволяет описать состояние горной породы за границей упругого деформирования. Анализ напряжённого состояния при помощи критериев Кулона-Мора или Друкера-Прагера с использованием упругой модели даёт лишь приблизительную оценку зоны сдвигового разрушения [5]. В то же время экспериментальные исследования и промышленные наблюдения показывают, что такие решения не отражают поведение неконсолидированных и высокопористых горных пород, которые пластично деформируются и разрушаются в режимах сдвига и уплотнения [6-8]. Для этого более подходящими будут модели, описывающие упругопластическое поведение горной породы под действием сдвиговых нагрузок с учетом необратимой деформации, сопровождающейся разрыхлением и уплотнением [9].

В данной работе формирование зоны псевдопластической деформации и её влияние на призабойную зону при бурении и заканчивании скважины исследуются на основе численного решения упругопластической задачи в постановке плоской деформации [10-13]. Поведение горных пород описывалось с использованием комбинированной модели учитывающей возможность уплотнения и разрыхления в ходе необратимой сдвиговой деформации [10-13].

В работах [14, 15] на основе численного моделирования исследован ряд особенностей развития зон локализации в окрестности скважин при разных условиях. Показано, что в зависимости от условий возможно формирование зон локализованного уплотнения и разуплотнения. В настоящей работе выполнено моделирование и показаны формы разрушения и образование вывалов вокруг скважины в песчанике.

Математическое описание деформации

Описание процесса осуществлялось при помощи численного решения системы уравнений механики сплошной среды.

$$\sigma_{ij,j} + \rho F_i = \rho \dot{u}_i, \quad (1)$$

$$\dot{\varepsilon}_{ij} = \frac{1}{2}(u_{i,j} + u_{i,j}), \quad (2)$$

$$\dot{\rho} + \rho u_{i,j} = 0, \quad (3)$$

где: три компоненты вектора скорости (u_i); шесть компонент тензора напряжений Коши (σ_{ij}); шесть компонент тензора скорости деформации ($\dot{\varepsilon}_{ij}$) и плотность материала (ρ). Точка над переменной обозначает лагранжеву производную по времени.

Три уравнения движения (1), шесть кинематических уравнений, которые связывают деформацию и перемещение, известны как соотношения Коши (2) и одно уравнение неразрывности (3). Повторяющиеся индексы суммируются. Все эти параметры являются функциями от координат и времени. F_i – массовые силы, индекс после запятой означает производную по соответствующей координате. Таким образом, система, включает 10 уравнений с 16 неизвестными и для её решения необходимы дополнительные соотношения, устанавливающие связь между тензорами напряжений и деформаций или их приращениями, которые описывают поведение конкретной среды.

Примем, что полная деформация (ε_{ij}) состоит из упругой (ε_{ij}^e) и пластической (ε_{ij}^p) частей. Такое же разложение справедливо для их скоростей:

$$\dot{\varepsilon}_{ij} = \dot{\varepsilon}_{ij}^e + \dot{\varepsilon}_{ij}^p. \quad (4)$$

Соотношения, описывающие связь между напряжениями и деформациями для упругого поведения породы опишем с использованием гипопругого закона:

$$\sigma'_{ij} = -\sigma' \delta_{ij} + s_{ij}, \quad (5)$$

$$\dot{s}_{ij} = 2\mu \left(\varepsilon_{ij}^e - \frac{1}{3} \varepsilon_{kk}^e \delta_{ij} \right),$$

$$\dot{s}_{ij} = \dot{s}_{ij} - s_{ik} \dot{\omega}_{jk} - s_{jk} \dot{\omega}_{ik}, \quad (6)$$

$$\dot{\omega}_{ij} = \frac{1}{2} (u_{i,j} - u_{j,i}),$$

$$\dot{\sigma}^v = -K \frac{\dot{V}}{V}. \quad (7)$$

где $\dot{\omega}$ – антисимметричный тензор скорости вращения,

$\dot{\sigma}^v = -\frac{\dot{\sigma}_{kk}}{3} = \frac{\dot{\sigma}_{kk}}{3} - p^f$ – среднее эффективное давление,

p^f – поровое давление,

s_{ij} – компоненты девиатора напряжений.

Комбинированная упруго-пластичная модель представляется усеченным конусом, соответствующим необратимой деформации при сдвиге и является модификацией модели Друкера-Прагера-Николаевского и поверхностью эллиптической формы, соответствующей необратимой деформации при уплотнении. Полуоси эллипса зависят от сдвиговых и объёмных компонентов пластической деформации.

Графически комбинированная модель представлена на рис. 1, в которой поверхность конуса Друкера-Прагера в области пластического разрушения при сдвиге (сопровождающегося разрыхлением) описывается формулой (8) и эллиптическая часть в области уплотнения описывается формулой (9)

$$f_1 = \tau - \alpha \sigma' - c, \quad \sigma'_i \leq \sigma' \leq \sigma'_0 \quad (8)$$

$$f_2 = \frac{(\sigma' - \sigma'_0)^2}{a^2} + \frac{\tau^2}{b^2} - 1 = 0, \quad \sigma' > \sigma'_0 \quad (9)$$

где $\tau = (s_{ij} s_{ij} / 2)^{1/2}$ – второй инвариант девиатора напряжений или интенсивность касательных напряжений, $\alpha = \tan(\varphi)$ – параметр, который может быть выражен через коэффициент или угол внутреннего трения и c – прочность сцепления в конусе Друкера-Прагера, $a = \sigma'_1 - \sigma'_0$ и $b = c + \alpha \sigma'_0$ – полуоси эллипса,

σ'_0 – пороговое эффективное давление перехода между режимами сдвига и уплотнения (в центре эллипса), σ'_1 – начало уплотнения при нулевом сдвиге или давление, при котором происходит дробления зерен в отсутствие касательных напряжений. В области растяжения предельная поверхность ограничивается напряжениями, соответствующими прочности на растяжение σ'_t .

Изменение предельной поверхности отражает процессы упрочнения или разупрочнения в результате накопления повреждений (рис. 1) [11]. Данные изменения поверхности определяются накопленной пластической сдвиговой деформации γ^p [11].

$$c(\gamma^p) = c_0 [1 + h(A(\gamma^p) - D(\gamma^p))],$$

$$A(\gamma^p) = 2(\gamma^p / \gamma^*), \quad (10)$$

$$D(\gamma^p) = (\gamma^p / \gamma^*)^2,$$

здесь $A(\gamma^p)$ – функция линейного упрочнения и $D(\gamma^p)$ – функция, описывающая накопление повреждений (разупрочнение) при неупругой деформации, интенсивность сдвиговой деформации $d(\gamma^p) = (((de_{ij})^p (de_{ij})^p) / 2)^{1/2}$ и

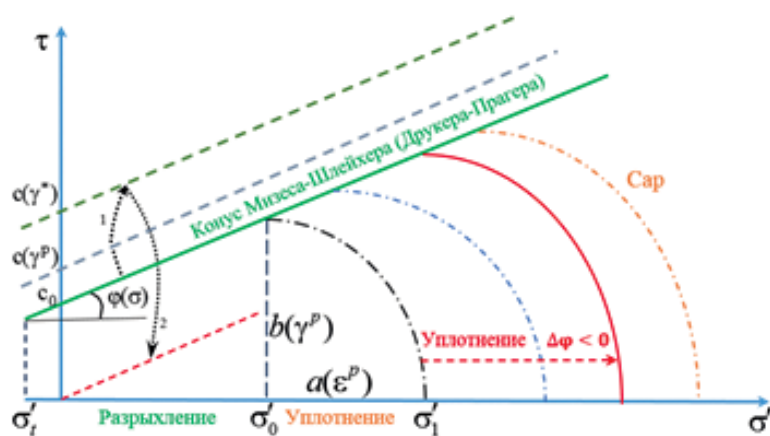
$$e_{ij}^p = \varepsilon_{ij}^p - (1/3) \varepsilon_{kk}^p \delta_{ij},$$

h – параметр упрочнения и

γ^* – критическая сдвиговая пластическая деформация, за которой начинается деградация материала.

Согласно упругопластической модели, приращения пластической деформации определяются из уравнения:

$$d\varepsilon_{ij}^p = d\lambda \frac{\partial g}{\partial \sigma_{ij}}, \quad (11)$$



а)



б)

Рис. 1. а) Обобщенная комбинированная предельная поверхность для плотных и высокопористых горных пород, включая изменение предельной поверхности в ходе сдвиговой и объёмной деформации [11, 15], б) Изменение прочности при пластической деформации.

где $g(\sigma_{ij}, \varepsilon_{ij}^p) = 0$ – пластический потенциал; $d\lambda$ определяется в ходе деформирования из условия пластичности; ε_{ij}^p – компоненты пластической (необратимой) деформации.

Описание необратимой деформации осуществляется в рамках неассоциированного закона течения, что предполагает независимое уравнение пластического потенциала.

Функция пластического потенциала описывается формулой (12):

$$g = \tau - \beta \sigma', \quad (12)$$

где $\beta = d\varepsilon^p / d\gamma^p$ – коэффициент дилатации, который представляет собой отношение приращений объёмной и сдвиговой необратимой деформации, $\psi = \tan^{-1}(\beta)$ – угол дилатансии, соответствующий наклону поверхности пластического потенциала.

В пористых горных породах необратимая или псевдопластическая деформация может происходить как с дилатацией, так и с уплотнением в зависимости от уровня эффективного среднего давления.

Основываясь на диапазоне эффективного среднего давления (σ'), для любой пористой породы выделяются зоны с качественно различным поведением.

- При низком эффективном давлении ($\sigma'_0 < \sigma' < \sigma'_0$) необратимая деформация сдвига сопровождается дилатацией и увеличением пористости горных пород.
- При высоком давлении ($\sigma'_0 < \sigma' < \sigma'_1$) необратимая деформация сопровождается уплотнением с переупаковкой и дроблением зерен горных пород или других микроструктурных элементов, что приводит к уменьшению пористости.

Интенсивность локализации деформации, размеры области разрушения зависят от упругих и пластических параметров горных пород. Зоны локализации с различными конфигурациями формируются вблизи ствола скважины в зависимости от регионального напряженного состояния (геодинамического режима).

Результаты численного моделирования деформационного поведения высокопористой породы

Исходные параметры модели, описывающие поведение горной породы (песчаника) при проведении численных расчетов, а также условия, характеризующие процесс нагружения, приведены в табл. 1 [16]. В случаях, когда для анализа не найдены экспериментальные или промысловые данные, использованы гипотетические значения, основанные на логических предположениях относительно исследуемой ситуации. Значение порового давления и давление бурового раствора (P_w) принято 28 МПа. Результаты моделирования приведены на рис. 2, 3, 4 и 5.

Результаты численного моделирования показали, что при низком и среднем эффективном давлении в пласте в условиях анизотропии напряженного состояния ($\sigma_v / \sigma_H / \sigma_h = 60/55/35$ МПа) выше критического уровня по бокам скважины происходит образование полос локализованного сдвига. В областях, примыкающих к скважине, деформация достигает значений, при которых происходит разрушение. Соответственно, фрагменты горной породы между сопряженными сдвиговыми трещинами могут отделяться на противоположных сторонах ствола скважины в направлении минимального горизонтального напряжения (рис. 2). Полученные

обвалы породы имеют форму, аналогичную наблюдаемой в лабораторных условиях [8, 17].

При высоких значениях эффективного давления необратимая деформация сопровождается уплотнением среды. При этом в отдельных областях возможно разуплотнение горной породы. В зависимости от напряженного состояния в окрестности ствола скважины формируются зоны локализации разной конфигурации. Их форма сильно зависит от геодинамического напряженного состояния скважины и свойств горных пород.

В случае равноосного (изотропного) напряженного состояния на начальном этапе развивается круговая зона необратимой (псевдопластической) деформации. Образование полос локализации обычно происходит в виде спиральных или радиальных полос локализованного уплотнения, пересечение которых приводит к образованию обвалов (рис. 3). В этом случае конфигурация зон разрушения при компакци не сильно различается от тех, которые образуются в режиме дилатансии. Основное различие связано с наклоном полос локализованной деформации, а также в состоянии горной породы в зонах необратимой деформации, изменении пористости внутри них. При компакци полосы локализации имеют наклон больше 45 градусов к оси наибольшего сжатия, тогда как при дилатансии угол наклона полос менее 45 градусов.

При анизотропном напряженном состоянии, также как и в режиме дилатансии, основная деформация развивается по бокам, где действуют наименьшие радиальные напряжения, но тангенциальные напряжения и давление имеют наибольшие значения. В зависимости от разницы вертикальных и горизонтальных напряжений (разных геодинамических режимов), область пластической деформации принимает форму бабочки (рис. 4) или вытягивается в стороны (рис. 5).

В этих случаях зоны локализации часто принимает вид полос, проходящих в центральной части зоны пластичности. Заметим, что пластическая область в форме бабочки характерна и для режима дилатансии, но имеется заметное различие в этих случаях. При дилатансии крылья бабочки более широкие, они сильнее вытягиваются в направлении оси наибольшего сжатия, либо наклонены под углом около 45 градусов. При компакци крылья более узкие и они сильнее вытягиваются в направлении оси наименьшего сжатия (рис. 4).

Более выраженное отличие имеет радиальная форма области локализации (рис. 5), которая не наблюдается в

Таблица 1. Параметры комбинированной модели.

Плотность (ρ), кг/м ³	2200	σ_0 (МПа)	40
Модуль сжатия (K), ГПа	7,6	σ_1 (МПа)	120
Модуль сдвига (μ), ГПа	2,7	γ^* (%)	0,6
Сдвиговая прочность (c), МПа	6	ε^* (%)	25
Коеф. внутреннего трения (α)	0,5	r	1,2
Коеф. дилатансии (β)	0,4	m	2
Параметр упрочнения (h)	0,6	n_1	0,5

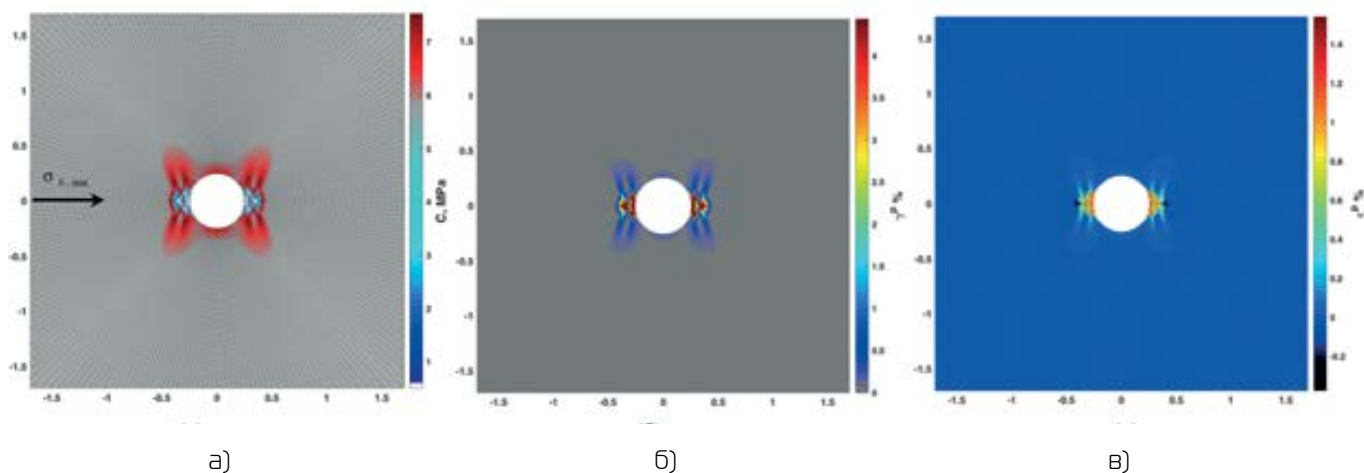


Рис. 2. Необратимая деформация вокруг ствола скважины с высокой анизотропией напряженного состояния. Распределения: (а) изменений сдвиговой прочности (б) сдвиговой и (в) объемной псевдопластической деформации, ($\sigma_v / \sigma_H / \sigma_h = 60/55/35$ МПа).

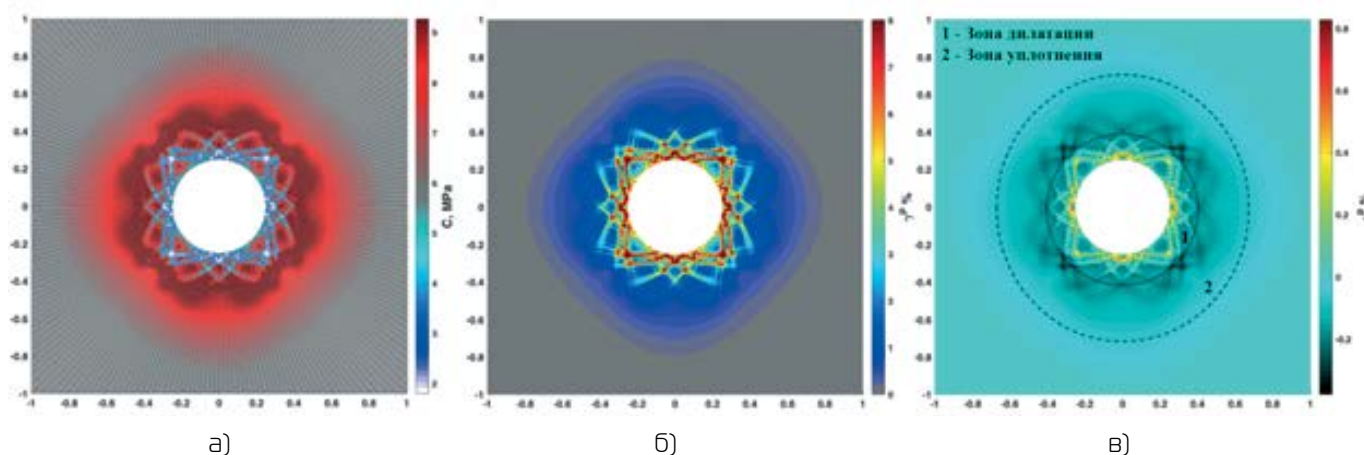


Рис. 3. Необратимая деформация при изотропном напряженном состоянии демонстрирует разрушение сдвига и структуру локализации зоны уплотнения вокруг ствола скважины: (а) изменение сдвиговой прочности; (б) интенсивность сдвиговой псевдопластической деформации; (в) интенсивность объемной псевдопластической деформации; $\sigma_v / \sigma_H / \sigma_h = 120/90/90$ МПа.

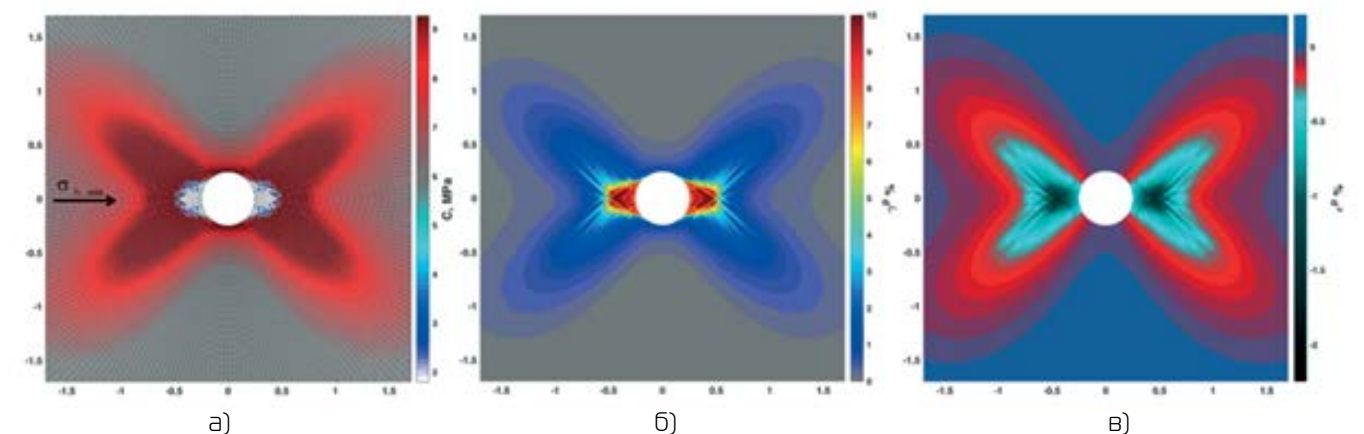


Рис. 4. Необратимая деформация и зоны локализации уплотнения в форме бабочки вокруг ствола скважины: (а) изменение сдвиговой прочности; (б) интенсивность сдвиговой пластической деформации; (в) интенсивность объемной псевдопластической деформации; ($\sigma_v / \sigma_H / \sigma_h = 120/110/80$ МПа).

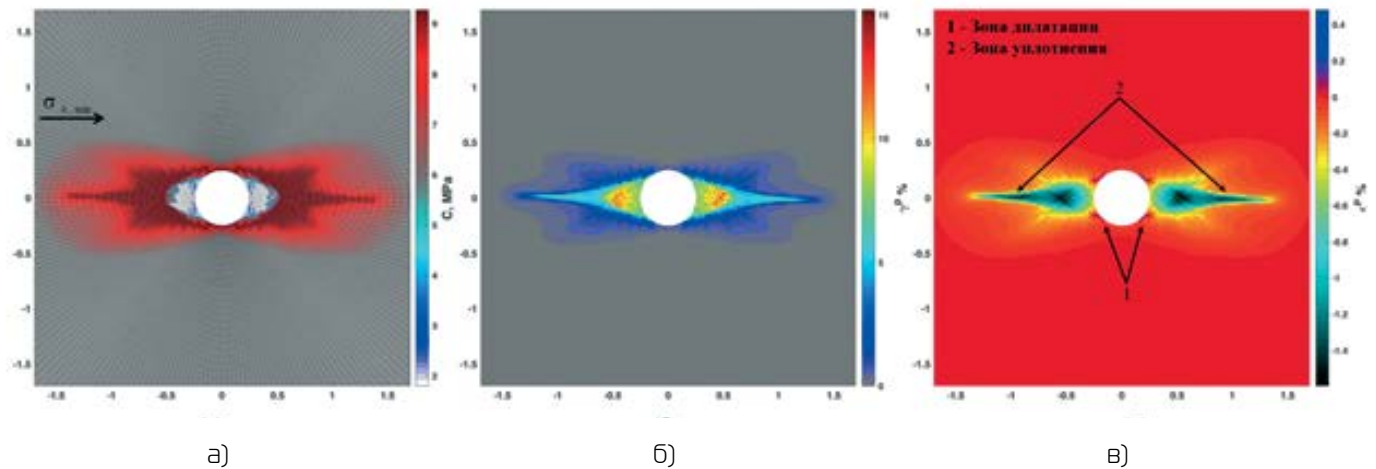


Рис. 5. Формирование длинной и узкой (иглообразной) полосы уплотнения вдоль направления разрушения: (а) изменение сдвиговой прочности; (б) интенсивность сдвиговой псевдопластической деформации; (в) интенсивность объемной псевдопластической деформации; $\sigma_v / \sigma_H / \sigma_h = 85/110/95$ МПа.

режиме дилатансии. Как установлено в лаборатории, полосы уплотнения образуются впереди кончиков обвалов в форме узкой зоны переупакованных и дробленых зерен [8, 18].

Необходимо заметить, что развитие необратимой деформации в окрестности скважины редко протекает строго в режиме уплотнения. Чаще всего можно увидеть также зоны дилатансии, которые образуются в тонком слое вокруг скважины, а также по краям зоны уплотнения (рис. 3, 5). Поэтому часто вокруг скважины наблюдается чередование зон дилатансии-компакции-дилатансии. Из-за того, что чаще всего деформация развивается в смешанных режимах, когда образуются и зоны дилатансии и компакци области разрушения могут принимать сложную форму.

Необратимая объёмная деформации на представленных результатах имеет небольшую величину, в пределах 1–2,5%. Однако, учитывая, что это приблизительно соответствует изменению пористости, то такие изменения приводят к изменению фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород, меняют её проницаемость и потому могут иметь заметное влияние на последующую эксплуатацию скважины.

Выводы

Моделирование процесса деформации высокопористых горных пород вокруг ствола скважины показали, что на этапе бурения развивается необратимая деформация,

при которой возможно образование зон локализации деформации и разрушения. Режим развития необратимой деформации и, соответственно, форма областей разрушения зависит от начального напряженного состояния среды, ее механических свойств и от давления бурового раствора.

Каждый из режимов такой деформации имеет свои негативные стороны. Например, развитие деформации в режиме дилатансии может привести к обвалам, что нарушает форму скважины и способствует дальнейшему разрушению за счёт концентрации напряжений. Необратимая деформация в режиме уплотнения также может привести к образованию зон разрушения. Уплотнение означает понижение фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород, т.к. снижается пористость среды из-за дробления и переупаковки зерен.

Исследование геомеханического поведения высокопористого коллектора в процессе формирования забоя с помощью численных методов решения с использованием комплексной упруго-пластичной модели позволяет скорректировать значение эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора при вскрытии коллектора в процессе бурения.

Авторы статьи благодарят компанию ООО НПО «СНГС» за оказанную поддержку, предоставленные материалы и допуск к высокопроизводительным вычислениям в ходе подготовки данной статьи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Подгорнов В.М. Технологические принципы проектирования пологих и горизонтальных забоев добывающих скважин. // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. - М.: Ассоциация буровых подрядчиков, 2016. - №1. - с. 7-11.
2. Подгорнов В.М. Заканчивание скважин. Часть 2. Формирование призабойной зоны скважины: учебник для вузов. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008.

REFERENCES

1. Podgornov V.M. Tekhnologicheskie principy proektirovaniya pologih i gorizont'al'nyh zaboev dobyvayushchih skvazhin. // Vestnik associacii burovyyh podryadchikov. - M.: Associaciya burovyyh podryadchikov, 2016. - №1. - s. 7-11.
2. Podgornov V.M. Zakanchivanie skvazhin. CHast' 2. Formirovanie prizabojnoj zony skvazhiny: uchebnik dlya vuzov. - M.: LLC «Nedra-Biznescentr», 2008.

ЛИТЕРАТУРА (продолжение)

3. Mogi K., Fracture and flow of rocks under high triaxial compression. *Journal of Geophysical Research*, 1971. 76(5): p. 1255-1269.
4. Coulomb M., Essai sur une application des regles des maximis et minimis a quelques problemes de statique relatifs, a la architecture. *Memoires de mathematique et de physique, presentes a l'Academie Royale des Sciences, par divers Savans, & lus dans les Assemblies. Annee 1773, 1776: p. 343-382.*
5. Гараванд А., Ребецкий Ю.Л., Методы геомеханики и тектонофизики при решении проблем устойчивости нефтяных скважин в процессе бурения. // *Геофизические исследования. - М.: ИФЗ РАН, 2018. - №19(1): - с. 55-76.*
6. Antonellini M.A., Aydin A. and Pollard D.D. Microstructure of deformation bands in porous sandstones at Arches National Park, Utah. *Journal of Structural Geology*, 1994. 16(7): p. 941-959.
7. Vajdova V., Baud P. and Wong T.-f. Compaction, dilatancy, and failure in porous carbonate rocks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2004. 109(B5): p. n/a-n/a.
8. Haimson B., Micromechanisms of borehole instability leading to breakouts in rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2007. 44(2): p. 157-173.
9. Rudnicki J.W. Shear and compaction band formation on an elliptic yield cap. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2004. 109(B3): p. n/a-n/a.
10. Wilkins M.L., *Computer Simulation of Dynamic Phenomena*, ed. W. Hillebrandt, et al. 1998: Springer-Verlag New York, Inc. 262.
11. Stefanov Y.P. et al., Dynamics of inelastic deformation of porous rocks and formation of localized compaction zones studied by numerical modeling. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 2011. 59(11): p. 2323-2340.
12. Стефанов Ю.П. Численное моделирование деформирования и разрушения горных пород на примере расчета поведения образцов песчаника // *ФТПРПИ, 2008. - (1). - с. 73-83.*
13. Garagash I.A. and Nikolaevskii V.N. Nonassociated flow rules and localization of plastic deformation. *Usp. Mekh.*, 1989. 12(1): p. 131-183.
14. Stefanov Y.P. and Myasnikov A.V. Modeling of Inelastic Deformation around Vertical and Horizontal Wells // *AIP Conf. Proc.* 2015. V. 1683. P. 020221-1-020221-4: doi: 10.1063/1.4932911 2015.
15. Stefanov Y.P. and Bakeev R.A. Formation of dilation and compaction zones around wells. *AIP Conf. Proc.*, 2014. 1623: p. 619-622.
16. Fortin J. et al. Acoustic emission and velocities associated with the formation of compaction bands in sandstone. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2006. 111(B10): p. n/a-n/a.
17. Ewy R.T. and Cook N.G.W. Deformation and fracture around cylindrical openings in rock-I. Observations and analysis of deformations. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1990. 27(5): p. 387-407.

REFERENCES (continuation)

3. Mogi K., Fracture and flow of rocks under high triaxial compression. *Journal of Geophysical Research*, 1971. 76(5): p. 1255-1269.
4. Coulomb M., Essai sur une application des regles des maximis et minimis a quelques problemes de statique relatifs, a la architecture. *Memoires de mathematique et de physique, presentes a l'Academie Royale des Sciences, par divers Savans, & lus dans les Assemblies. Annee 1773, 1776: p. 343-382.*
5. Garavand A., Rebeckij YU.L., Metody geomekhaniki i tektonofiziki pri reshenii problem ustojchivosti neftyanyh skvazhin v processe bureniya. // *Geofizicheskie issledovaniya. - M.: IFZ RAN, 2018. - №19(1): - s. 55-76.*
6. Antonellini M.A., Aydin A. and Pollard D.D. Microstructure of deformation bands in porous sandstones at Arches National Park, Utah. *Journal of Structural Geology*, 1994. 16(7): p. 941-959.
7. Vajdova V., Baud P. and Wong T.-f. Compaction, dilatancy, and failure in porous carbonate rocks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2004. 109(B5): p. n/a-n/a.
8. Haimson B., Micromechanisms of borehole instability leading to breakouts in rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2007. 44(2): p. 157-173.
9. Rudnicki J.W. Shear and compaction band formation on an elliptic yield cap. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2004. 109(B3): p. n/a-n/a.
10. Wilkins M.L., *Computer Simulation of Dynamic Phenomena*, ed. W. Hillebrandt, et al. 1998: Springer-Verlag New York, Inc. 262.
11. Stefanov Y.P. et al., Dynamics of inelastic deformation of porous rocks and formation of localized compaction zones studied by numerical modeling. *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, 2011. 59(11): p. 2323-2340.
12. Stefanov YU.P. Chislennoe modelirovanie deformirovaniya i razrusheniya gornyh porod na primere rascheta povedeniya obrazcov peschanika // *FTRPI, 2008. - (1). - p. 73-83.*
13. Garagash I.A. and Nikolaevskii V.N. Nonassociated flow rules and localization of plastic deformation. *Usp. Mekh.*, 1989. 12(1): p. 131-183.
14. Stefanov Y.P. and Myasnikov A.V. Modeling of Inelastic Deformation around Vertical and Horizontal Wells // *AIP Conf. Proc.* 2015. V. 1683. P. 020221-1-020221-4: doi: 10.1063/1.4932911 2015.
15. Stefanov Y.P. and Bakeev R.A. Formation of dilation and compaction zones around wells. *AIP Conf. Proc.*, 2014. 1623: p. 619-622.
16. Fortin J. et al. Acoustic emission and velocities associated with the formation of compaction bands in sandstone. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2006. 111(B10): p. n/a-n/a.
17. Ewy R.T. and Cook N.G.W. Deformation and fracture around cylindrical openings in rock-I. Observations and analysis of deformations. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1990. 27(5): p. 387-407.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

18. Haimson B.C. Fracture-like borehole breakouts in high-porosity sandstone: Are they caused by compaction bands? *Physics and Chemistry of the Earth, Part A: Solid Earth and Geodesy*, 2001. 26(1): p. 15-20.

REFERENCES (ending)

18. Haimson B.C. Fracture-like borehole breakouts in high-porosity sandstone: Are they caused by compaction bands? *Physics and Chemistry of the Earth, Part A: Solid Earth and Geodesy*, 2001. 26(1): p. 15-20.

УДК 622.244.442

Обоснование систем буровых растворов для вскрытия истощенных продуктивных коллекторов месторождения нефти Белый Тигр (СРВ)

¹Н.В. Соловьев – доктор техн. наук, профессор, зав кафедрой;

¹Чыонг Ван Ты – аспирант;

²Фам Куанг Хиеу – канд. техн. наук;

³Та Куанг Минь – зам. начальника отдела;

¹Д.К. Кудрявцева – аспирант, преподаватель

(¹ МГРИ-РГГРУ; ² Министерство промышленности и торговли СРВ; ³ Институт нефти и газа Вьетнама)

Месторождение нефти Белый Тигр расположено в пределах геологической впадины Кыу Лонг Южного шельфа СРВ. Это месторождение представлено тремя продуктивными горизонтами в пределах кристаллического фундамента нижнего олигоцена и нижнего миоцена. Причем объём добычи нефти из фундамента составляет около 75% всего объёма, добываемого совместным предприятием «Вьетсовпетро». Горные породы кристаллического фундамента представлены трещиноватыми гранитами различной степени проницаемости.

Поисково-разведочное бурение скважин в пределах впадины Кыу Лонг длилось в течение более 30 лет, и актуальность таких работ была доказана еще в 1975 г., когда были обнаружены залежи нефти и газа в геологических структурах, приуроченных к породам кристаллического фундамента. Такие работы заняли около 70% объема буровых работ, проводимых на шельфе СРВ. В результате выполнения этих работ было установлено, что основное внимание при выборе технологии первичного вскрытия продуктивных коллекторов необходимо уделять виду и составу буровых растворов, которые могут обеспечить высокую нефтеотдачу.

Практика ведения буровых работ показала, что во многих скважинах с хорошими признаками нефтеотдачи и притока газа в процессе испытания скважин не получены

результаты, подтверждающие возможные потенциалы пластов, и часто отсутствовал приток пластовых флюидов.

Установлено, что основной причиной недостаточного притока флюидов является неправильный выбор вида и состава буровых растворов для вскрытия продуктивных коллекторов, что вызывало загрязнение продуктивных пластов компонентами буровых растворов и выбуриваемым шламом, проникающим в трещины вмещающих горных пород и существенно снижающим их фильтрационные свойства.

Промышленно значимые продуктивные коллекторы обладают аномально низким пластовым давлением при коэффициенте аномальности в пределах 0,8-0,65. Это является причиной поглощения буровых растворов, загрязнения продуктивных коллекторов и частого вывода из фонда добывающих пробуренных скважин.

Исходя из этих обстоятельств, нами предлагается для вскрытия продуктивных коллекторов в условиях аномально низких пластовых давлений использовать буровые растворы с пониженной плотностью и обладающие эффектом снижения проникновения их компонентов в трещинные каналы, что обеспечивает снижение до минимума загрязнение углеводородных коллекторов. Исследование такой технологии позволит существенно увеличить нефте-газо-отдачу продуктивных пластов и повысить эффективность буровых работ в целом.

Продуктивные коллекторы неоднородные по трещиноватости. При бурении и вскрытии таких пластов происходит поглощение бурового раствора на водной основе с различной интенсивностью. При этом катастрофические поглощения достигают 70-75% от общего их числа. Поэтому решение проблемы бурения скважин в условиях поглощения бурового раствора приобретает актуальное значение для трещиноватых коллекторов и истощенных пластов этого месторождения.

В настоящее время существует мировая практика в условиях повышенной проницаемости горных пород, высокой трещиноватости и пористости, аномально-низких пластовых давлений применение технологий на основе пенных газожидкостных смесей (ПГЖС) [4, 6, 7, 8, 9 и 10] и также буровых растворов афроникс [1, 2, 3 и 5]. Использование таких систем позволяет исключить поглощение бурового раствора, загрязнение его компонентами продуктивных коллекторов и существенно повысить нефтеотдачу пластов при значительном увеличении производительности буровых работ.

Для условий месторождения Белый Тигр авторами выполнены исследования по оптимизации состава и концентрации компонентов, входящих в буровой раствор, содержащий микропузырьки (известные в практике буровых работ как афроны).

Для проведения исследований были использованы современные виды полимерных реагентов и электролитов.

В качестве стабилизатора пузырьков воздуха в буровом растворе использован биополимер Xanthan-gum в виде товарного порошкообразного продукта Barazan D.

Для дополнительной стабилизации микропузырьков воздуха и загущения в водном растворе исследованы модифицированные продукты природных полимеров:

- CVC-LV – порошкообразная карбоксиметилцеллюлоза, которая контролирует показатель фильтрации при относительно постоянной величине вязкости раствора;

- HEC – гидроксипропилцеллюлоза в виде белой непрозрачной жидкости с высокой (до 750 г/л) растворимостью в воде, контролирующая вязкость раствора при повышенных температурах и обладающая бактерицидными свойствами;

- Glo-PAC LV 1000 – порошкообразная полианионная целлюлоза, контролирующая вязкость безглинистых растворов.

Для пенообразования в водных растворах полимеров использовались поверхностно-активные вещества (ПАВ):

- ПАВ SLES – натриевый lauryl ether Sulfate в виде жидкости желтого цвета;

- SDS – пенообразователь в виде белого порошка или твёрдого вещества кремового цвета (натриевый dodecyl sulfate);

- DSS – белое воскоподобное вещество – натриевый dioctyl sulfosuccinate.

Перечисленные выше ПАВ использованы в качестве комплексного пенообразователя.

Кроме того, были исследованы неионогенные ПАВ – NPE – nonylphenol extoxylate в виде товарного продукта Tergitol (DOW Company), обеспечивающие защиту биополимерной пленки микропузырьков воздуха в растворе.

Из реагентов общего назначения были исследованы в составе рецептур буровых растворов следующие вещества:

- регуляторы pH и умягчители жёсткости воды – кальцинированная сода (Na_2CO_3) и гидрокарбонат натрия (NaHCO_3);

- NaEDTA – динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты в виде белого кристаллического вещества;
- PTS 200 – температурный стабилизатор буровых растворов (M-I SWACO).

Для получения буровых растворов с микропузырьками (БРМП) использовали лабораторный миксер (рис. 1), обеспечивающий частоту вращения до 4000 об/мин.

Миксер с вращающимся диском является основным элементом, позволяющим получить растворы с микропузырьками. Такой способ позволяет создавать БРМП с продувкой воздуха через раствор. Две перегородки-ограничители расположены вертикально с обеих сторон вращающегося диска и выступают из раствора. Вращающийся диск крепится к двигателю через вал и удерживается неподвижно, чтобы предотвратить смещение во время вращения. Чтобы изготовить БРМП, диск должен вращаться с минимальной частотой 4000 об/мин. Такая частота вращения позволяет создавать волны в растворе, перемещающиеся к перегородке, а затем обратно в раствор. Тонкий воздушный поток захватывается волнами раствора между перегородками – ограничителями, что обеспечивает насыщение раствора микропузырьками воздуха. Это устройство может производить достаточное количество БРМП за короткое время и позволяет исследовать эффективность насыщения бурового раствора микропузырьками воздуха.

Для исследования поведения БРМП при низких скоростях сдвига, моделируя их поведение в трещинах и порах коллекторов, использован вискозиметр Brooker-field.

Реологические свойства таких растворов исследовались с применением вискозиметра FANN 35SA.

Приготовление БРМП началось с добавления в морскую воду биополимера XC-Gum при перемешивании с частотой вращения 50-60 об/мин в течение 20 мин. Затем вводился температурный стабилизатор PTS 200 и при той же частоте вращения перемешивался в течение 2 мин. Далее вводились комплексы ПАВ Tergitol, SLES, SDS при перемешивании с частотой вращения 8000-10000 об/мин в течение 2 мин.

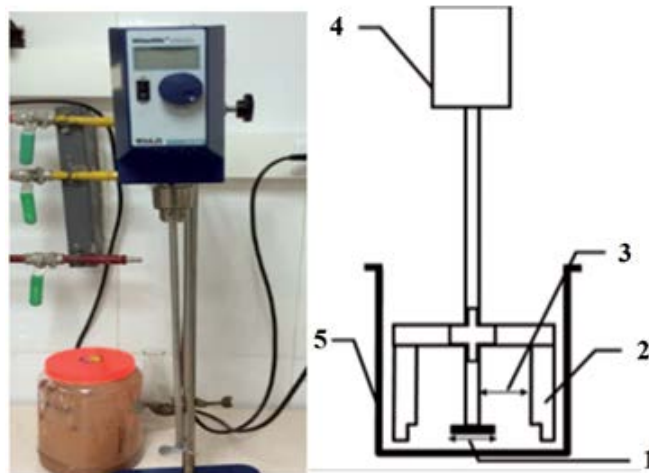


Рис. 1. Миксер для приготовления БРМП
 (1 – вращающийся диск;
 2 – ограничители;
 3 – зазор между осью вращения и ограничителями;
 4 – электродвигатель;
 5 – ёмкость с раствором).

В дальнейшем вводились стабилизаторы – модификации целлюлозы СМС-LV, НЕС и др. и последовательно добавлялись реагенты общего назначения – Na_2CO_3 , NaHCO_3 и NaEDTA при перемешивании в течение 2 мин. с частотой вращения диска 50-60 об/мин. Такая технология позволяла получать БРМП со стабильными свойствами.

В процессе приготовления БРМП исследовались их технологические свойства и оптимальная концентрация основных химических реагентов применительно к различным условиям их применения по температуре окружающей среды.

Первоначально осуществлялся выбор наиболее эффективного ПАВ – пенообразователя. Эффективность действия ПАВ оценивалось по высоте пены, образующейся в цилиндрическом сосуде. Установлено, что при увеличении концентрации всех исследуемых ПАВ свыше 0,5% высота столба пены существенно возрастает (рис. 2). Также установлено, что наиболее эффективным ПАВ-пенообразователем является анионное вещество SLES при его концентрации в водном растворе 0,5%.

В дальнейшем осуществлялись исследования по выбору полимера для образования внешней оболочки микропузырьков в составе БРМП. При этом сравнивались действия следующих полимеров в водных растворах: XC-Gum, СМС LV, СМС HV и НЕС. Установлено, что наиболее высокой вязкостью при одинаковой концентрации обладают водные растворы биополимера XC-Gum (рис. 3). При концентрации всех полимеров в их водных растворах до 2% минимальное значение пластической вязкости составляло 40-50 мПа·с. Однако дальнейшее увеличение концентрации биополимера XC-Gum приводило к значительному увеличению пластической вязкости до 140 000 мПа·с (при 5% в водном растворе).

Таким образом, в динамических условиях течения бурового раствора с микропузырьками устойчивость последних в наибольшей степени может быть обеспечена присутствием оболочки из биополимера XC-Gum.

Так как на исследуемом месторождении температура окружающих горных пород в скважине достигала 100-120 °С, то нами выполнены исследования по влиянию температуры на изменение вязкости водных растворов биополимера XC-Gum. При этом концентрация в растворе исследуемого полимера составила 1% для более контрастного исследования параметра температуры. Задаваемые уровни температуры 25 °С, 80 °С, 100 °С и 120 °С выдерживались в течение 30 мин, после чего измерялась пластическая вязкость водных растворов полимера. Оценивалось влияние стабилизаторов на температурную стойкость полимерных растворов: monoethanolamine и PTS-200 фирмы M-I SWACO. Такие реагенты способны устранять действие свободного кислорода в составе водных растворов полимеров, обеспечивая снижение возможной термоокислительной деструкции макромолекул этих полимеров в условиях высоких значений температуры.

Результаты этих исследований представлены на рис. 4 и рис. 5.

Анализ графиков зависимости пластической вязкости от температуры позволил установить, что в случае отсутствия стабилизатора температурной стойкости в составе раствора его пластическая вязкость в течение 30 мин существенно снижается до минимального значения (40-50 мПа·с и меньше), что не может обеспечить стабилизацию микропузырьков воздуха в составе полимерного бурового раствора.

Из двух исследуемых регуляторов термостойкости наиболее эффективным оказался реагент PTS-200, который обеспечивал незначительное (на 2%) снижение пластической вязкости водных растворов полимеров в течение 30-минутного термостатирования. Исходя из этих исследований, нами в качестве стабилизатора температурной стойкости водных растворов полимеров выбран реагент PTS-200.

Для обеспечения устойчивости полимерной оболочки микропузырьков в составе буровых растворов были исследованы два ПАВ-пенообразователя NP9/SLES (система: неионогенное + анионное ПАВ) и NP9/CTAB (система: неионогенное + катионное ПАВ) при двух уровнях температуры 25 °С и 120 °С.

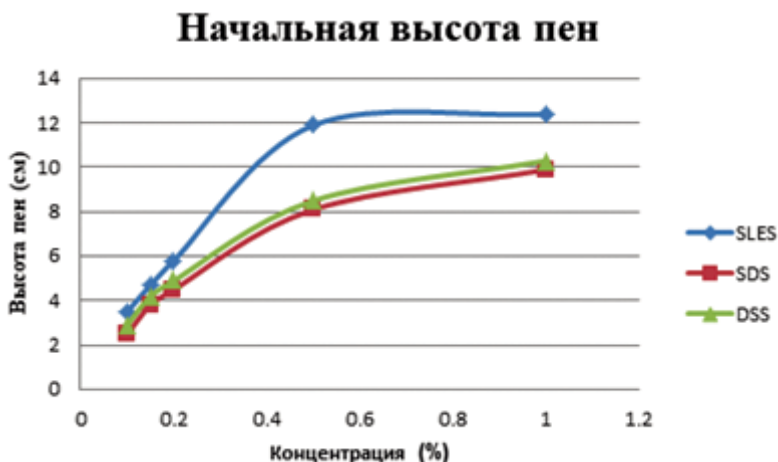


Рис. 2. Зависимость высоты столба пены от концентрации ПАВ.

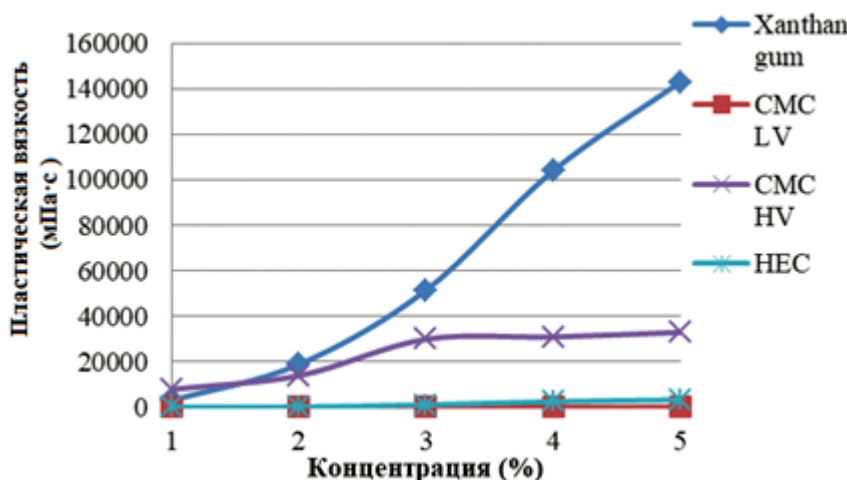


Рис. 3. Зависимость вязкости водных растворов полимеров от их концентрации в растворе.

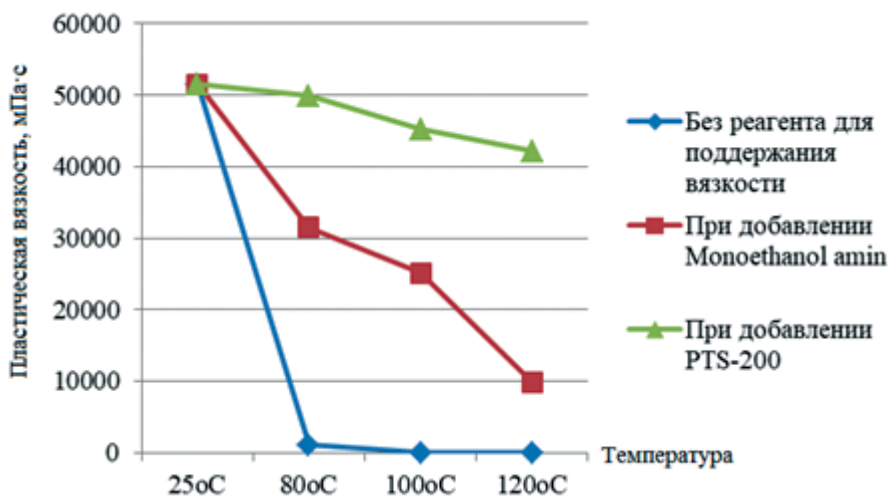


Рис. 4. Вязкость полимерных растворов при добавлении реагента для стабилизации вязкости в начале.

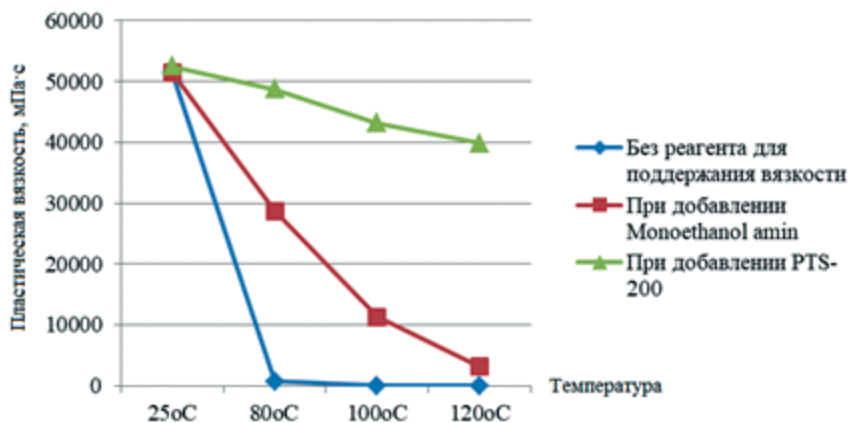


Рис. 5. Вязкость полимерных растворов при добавлении реагента для стабилизации вязкости после 30 мин.

Устойчивость микропузырьков оценивалась по изменению плотности бурового раствора в течение 30 мин.

Установлено, что начальная плотность БРМП составляла 0,84–0,85 г/см³. После выдерживания такого раствора при температуре 120 °С в течение 30 мин с добавлением

четко обозначенными тремя слоями: слой ПАВ (внутренний), слой биополимера (оболочка), слой ПАВ (внешний). При этом слой биополимера образует вязкую среду вокруг микропузырьков, а два слоя ПАВ обеспечивают температурную стойкость таких микропузырьков (рис. 6, б).

реагента NP9/СТАВ плотность составляла 1,02 г/см³. Это указывало на то, что исследуемый реагент не мог обеспечить термостабильность раствора, из которого за счёт разрушения микропузырьков уходил диспергированный воздух, что сопровождалось увеличением его плотности до плотности водного раствора полимеров.

В том случае, если в растворе присутствовал реагент NP9/SLES его стабильные свойства при 120 °С сохранялись в течении 30 мин при незначительном увеличении плотности от 0,84 г/см³ до 0,88 г/см³, что подтверждало возможность применения этого реагента в качестве регулятора термостойкости БРМП.

В дальнейшем была исследована структура микропузырьков в различных по составу БРМП под электронным микроскопом (рис. 6).

Так, в случае отсутствия в растворе ПАВ-пенообразователя (рис. 6, а) пузырек воздуха окружала монослойная пленка.

При использовании для стабилизации микропузырьков ПАВ NP9/СТАВ (ПАВ неионогенное + катионное) они получаются разных и весьма незначительных размеров, что указывает на невысокую степень захвата воздуха при получении таких систем (рис. 6, с). Кроме того, в структуре слоев вокруг таких микропузырьков не прослеживается характерных три слоя.

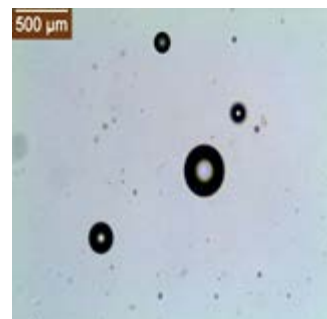
В том случае, если для получения БРМП использовался NP9/SLES, достигалась высокая степень стабилизации относительно крупных пузырьков воздуха мономера с



а) без окружающей системы ПАВ



б) NP9/SLES



с) NP9/СТАВ

Рис. 6. Структура микропузырьков.

Следовательно, установлено, что наиболее эффективным стабилизатором микропузырьков в составе буровых растворов является комплексное ПАВ NP9/SLES, которое обеспечивает устойчивость таких систем при его концентрации в растворе 0,6%.

Таким образом, в результате выполненных исследований установлена рациональная концентрация основных реагентов в составе полимерных буровых растворов с микропузырьками воздуха (табл. 1).

Полученные в лабораторных условиях буровые растворы с микропузырьками имели стабильные технологические параметры, значения которых приведены в табл. 2.

Выводы

1. Получены полимерные буровые растворы, насыщенные микропузырьками воздуха (БРМП), обладающие стабильными реологическими свойствами и имеющие плотность в пределах 0,82-0,88 г/см³.

2. Такие растворы можно рекомендовать для бурения в горных породах повышенной проницаемости, трещиноватых, высокой пористости.

3. В результате исследования структуры микропузырьков воздуха установлено, что их вязкая оболочка образуется высоковязким полимером XC-Gum с наличием внутреннего и внешнего слоев макромолекул ПАВ-пенообразователя.

4. Наиболее эффективным пенообразователем, участвующим в формировании микропузырьков воздуха, является комплексное ПАВ NP9/SLES, состоящее из неионогенного и катионного ПАВ.

5. Полученная система БРМП обладает достаточно высокой термостойкостью (до 120 °С), что обеспечивает его хорошие технологические свойства в условиях высоких температур.

6. При фильтрации БРМП пузырьки воздуха, защищенные

оболочкой из биополимера XC-Gum, стабилизированной двумя слоями макромолекул комплексного ПАВ NP9/SLES, обеспечивают достаточно низкие значения показателя фильтрации: статическая – 6,1 см³ за 30 мин, динамическая – 9,5 см³ за 30 мин.

7. Дальнейшие исследования должны быть направлены на:

- установление механизма формирования барьера из микропузырьков воздуха в трещинах, порах коллекторов и снижения интенсивности поглощения бурового раствора;
- расширение рациональных областей применения БРМП за счет создания систем, обладающих более низкой плотностью – до 0,3-0,5 г/см³. Такие системы могут быть получены за счет диспергационного способа насыщения БРМП сжатым воздухом;
- установление реологической модели течения БРМП и получение наиболее эффективных методов регулирования реологических свойств таких растворов.

Таблица 1. Основные реагенты в составе полимерных буровых растворов.

№ п/п	Компоненты	Функции	Концентрация
1	ПАВ SLES	Пенообразователь	0,66%
2	xanthan gum	Создание вязкой оболочки	2,1%
3	PTS-200	Стабилизация вязкости	0,5%
4	Tergitol NP9/SLES	ПАВ для создания внешней пленки микропузырьков	0,54%
5	Poly Anionic Cellu-lose	Снижения водоотдачи	1%
6	Na ₂ CO ₃ / NaHCO ₃	Регулятор щелочности	0,25%
7	NaEDTA	Стабилизации жесткости воды	0,05%
8	Вода	Дисперсионная среда	Остальное

Таблица 2. Параметры бурового раствора с микропузырьками воздуха.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Измерительное оборудование	Значение
1	Плотность	г/см ³	Ареометр	0,82
2	Условная вязкость	с	Воронка Марша	61
3	Пластическая вязкость PV	мПа · с	Вискозиметр Fann - 350	40
4	Водоотдача	см ³ за 30 минут	Fann's Model 175CT HPHT	6.1
5	Водоотдача ВТВД	см ³ за 30 минут	Fann's Model 175CT HPHT (Filter Press)	9,5
6	Показатель щелочности	-	Индикаторная бумага	9–9,5

ЛИТЕРАТУРА

1. Aphron ICS system distribution. Houston: M-I Drilling Fluids LLC, 2001.
2. Буровые растворы низкой плотности: презентационный материал. – М. «Эм Ай Дриллинг Флюидз», 2002.
3. Васильченко С.В., Меденцев С.В. Решение проблем вскрытия истощенных пластов: технология афрон. «Эм Ай Дриллинг Флюидз». Материалы интернет сайта компании M-I Drilling Fluids I.K., Ltd.
4. Гасумов Р.А., Калинин А.В., Гейхман М.Г. Пенные системы для бурения и ремонта скважин. М.: ОАО «Газпром» (ООО «ИРЦ Газпром»), 2008. – 268 с.
5. Куксов В.А., Меденцев С.В., Васильченко С.В. Решение проблемы вскрытия истощенных пластов: технология афрон. // Бурение и нефть. – М.: ООО «Бурнефть», 2002. - №8. - с. 54-55.
6. Соловьев Н.В., Бейкель В.А. Состояние и пути повышения эффективности техники и технологии бурения скважин при выполнении геологоразведочных работ. // Известия ВУЗ'ов. Геология и разведка. – М.: МГРИ-РГГРУ, 2013.- №1 (январь–февраль). - с. 50-56.
7. Соловьев Н.В., Кривошеев В.В., Башкатов Д.Н. Бурение разведочных скважин. - М.: Высшая школа, 2007. - с. 344-362.
8. Соловьев Н.В. Методика расчета параметров пенных газожидкостных смесей, используемых в технологических операциях при бурении и тампонировании горизонтальных скважин в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД). Вестник РАЕН. – М.: РАЕН, 2013. - №6.- том 13. - с. 60-67.
9. Соловьев Н.В. Основные направления применения ресурсосберегающих экологически чистых технологий бурения скважин. Вестник XXI. Горно-металлургическая секция. Разведка, добыча, переработка полезных ископаемых. РАЕН. - М.: Интернет инжиниринг, 2007. - с. 298-305.
10. Соловьев Н.В., Чихоткин В.Ф., Богданов Р.К., Захара А.П. Ресурсосберегающая технология алмазного бурения в сложных горно-геологических условиях. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1997. - с. 260-308.

REFERENCES

1. Aphron ICS system distribution. Houston: M-I Drilling Fluids LLC, 2001 g.
2. Burovye rastvory nizkoj plotnosti: prezentacionnyj material. – M. «EHm Aj Drilling Flyuidz», 2002.
3. Vasil'chenko S.V., Medencev S.V. Reshenie problem vskrytiya istoshchennyh plastov: tekhnologiya afronov. «EHm Aj Drilling Flyuidz». Materialy internet sajta kompanii M-I Drilling Fluids I.K., Ltd.
4. Gasumov R.A., Kalinkin A.V., Gejzman M.G. Pennye sistemy dlya bureniya i remonta skvazhin. M.: PJSC «Gazprom» (LLC «IRC Gazprom»), 2008. – 268 p.
5. Kuksov V.A., Medencev S.V., Vasil'chenko S.V. Reshenie problemy vskrytiya istoshchennyh plastov: tekhnologiya afronov. // Burenie i nef't'. – M.: LLC «Burneft'», 2002. - №8. - p. 54-55.
6. Solov'ev N.V., Bejkel' V.A. Sostoyanie i puti povysheniya ehffektivnosti tekhniki i tekhnologii bureniya skvazhin pri vypolnenii geologorazvedochnyh работ. Izvestiya VUZ'ov. Geologiya i razvedka. – M.: MGRI-RGGRU, 2013. - №1 (yanvar'–fevral'). - p. 50-56.
7. Solov'ev N.V., Krivosheev V.V., Bashkatov D.N. Burenie razvedochnyh skvazhin. - M.: Vysshaya shkola, 2007. - p. 344-362.
8. Solov'ev N.V. Metodika rascheta parametrov pennyh gazozhidkostnyh smesey, ispol'zuemyh v tekhnologicheskikh operaciyah pri burenii i tamponirovanii gorizonta'lnyh skvazhin v usloviyah anomal'no nizkih plastovyh davlenij (ANPD). // Vestnik rossijskoj akademii estestvennyh nauk. - M.: RAEN, 2013. - №6.- v 13. - p. 60-67.
9. Solov'ev N.V. Osnovnye napravleniya primeneniya resursosberegayushchih ehkologicheskii chistyh tekhnologij bureniya skvazhin. Vestnik XXI. Gorno-metallurgicheskaya sekciya. Razvedka, dobycha, pererabotka poleznyh iskopaemyh. RAEN - M.: Internet inzhiniring, 2007. - p. 298-305.
10. Solov'ev N.V., CHihotkin V.F., Bogdanov R.K., Zahara A.P. Resursosberegayushchaya tekhnologiya almaznogo bureniya v slozhnyh gorno-geologicheskikh usloviyah. – M.: PJSC «VNIIOEHNG», 1997. - p. 260-308.

СПЕЦИАЛЬНАЯ ТЕХНИКА ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА

реклама

▲ НАДЁЖНОСТЬ ▲ ВЫНОСЛИВОСТЬ ▲ МОЩНОСТЬ



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО РИАТ
• ПРОВЕРЕНО •
КРАЙНИЙ
СЕВЕР
СПЕЦТЕХНИКА, ИЗ ТАТАРСТАНА

ИМПОРТО-
ЗАМЕЩЕНИЕ



АВТОМОБИЛИ КАМАЗ
С ДВИГАТЕЛЯМИ CUMMINS
ISLe 340, 375, 400



ОАО РИАТ

запросить спецпредложение ► ksm@riat.ru

RIATAUTO.RU

+7 (8552) 30-51-03

Разработка алмазного инструмента с применением данных компьютерного моделирования и результатов системных исследований

В.В. Нескоромных – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;
М.С. Попова – старший преподаватель

(Сибирский федеральный университет)

Алмазный породоразрушающий инструмент на сегодняшний день является основным при сооружении скважин различного назначения в твёрдых горных породах. Достижения последних лет в синтезе алмазных зерен любой формы, размера и качества расширяют возможности конструирования алмазного породоразрушающего инструмента различного назначения. В данном направлении более всего впечатляют результаты применения инструментов с термостойкими резаками типа PDC, которые успешно применяются для бурения скважин в основном в горных породах средней твёрдости [3].

Для твёрдых и очень твёрдых горных пород в основном используют импрегнированный буровой инструмент с синтетическими алмазами, который показывает также высокие результаты [3]. В то же время, очевидно, что горные породы средней твёрдости с пропластками твёрдых горных пород, а также твёрдые горные породы эффективнее бурить инструментом, оснащённым не резаками PDC и не импрегнированным алмазным инструментом, а крупными алмазными резаками, которые используются для изготовления однослойных долот и коронок. Последние достижения в создании крупных (зернистостью 10–40 шт. на карат) искусственных алмазов позволяют поставить задачу разработки эффективных буровых инструментов нового поколения с учётом выявленных возможностей нового алмазного сырья [2]. С этой целью для разработчиков могут быть актуальными новые методики исследования работы бурового инструмента, которые, прежде всего, учитывали бы накопленный экспериментальный материал, теоретические выкладки и современные методы компьютерного моделирования типа iDEAS (Smit Bits), SPOT (Varel), основанные на методе конечных элементов и разнообразных компьютерных платформах [3].

Известные методики исследования работы алмазного породоразрушающего инструмента носят ограниченный характер. Современные требования к качеству инструмента предъявляют новые требования и к научным исследованиям, среди которых универсальность, системность и комплексность.

Таким образом, необходим новый подход к проектированию алмазного бурового инструмента, позволяющий

достоверно прогнозировать особенности его работы на забое скважины, оптимизировать параметры инструмента, находить наиболее удачные решения с учётом комплекса условий, включающих горно-геологические условия и эксплуатационные параметры самого инструмента. Примером такого направления могут служить усилия компании Smit Bits, сформировавшей базу данных об отработке миллионов буровых долот и использующей самую передовую систему компьютерного моделирования [3].

Известно, что на характер разрушения горной породы влияет размер, форма, профиль режущей части алмазного резца и геолого-технические условия работы коронки. Причем область разрушения твёрдой породы, может быть гораздо больше глубины внедрения алмаза $h_n > h$ (см. рис. 1).

Процесс разрушения горной породы алмазным резцом складывается из резания-скалывания или раздавливания породы (в зависимости от формы резца [3]) с образованием трещины отрыва перед передней гранью резца. Трещина отрыва (aM на рис. 1) формируется от вершины ядра сжатия породы в направлении поверхности забоя. Для разрушения породы на заданную глубину резцом следует синхронизировать линейную скорость v_p перемещения резца и скорость v_t формирования трещины отрыва породы по линии aM (рис. 1).

Превышение скорости v_p над скоростью v_t неизменно приводит к повышению сопротивления породы разрушению и снижению глубины h внедрения алмазного резца в породу, а значит и глубину формируемой борозды, величины углубления за один оборот и, в конечном счёте, механической скорости бурения.

Для выравнивания скоростей v_p и v_t необходимым условием является повышение механического напряжения в зоне ядра сжатия породы на передней грани алмазного резца, что достигается повышением осевого усилия на инструмент без ограничения частоты вращения инструмента.

В случае, если будет снижена частота вращения инструмента, но нагрузка на инструмент не изменится, также удастся сохранить глубину резания-скалывания или раздавливания породы, углубление за один оборот,

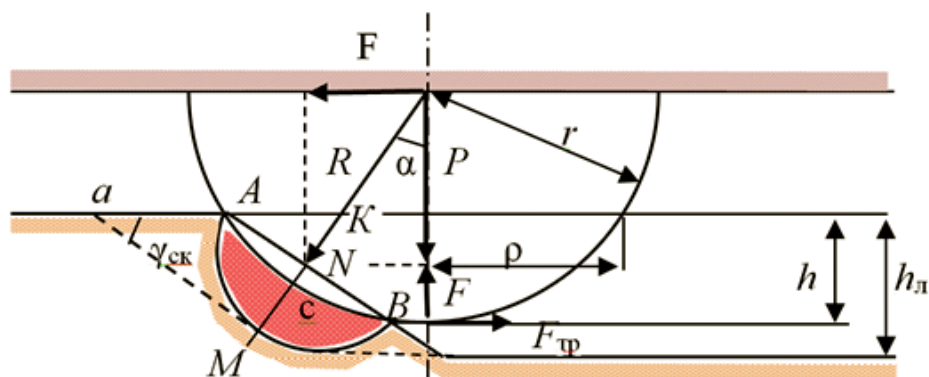


Рис. 1. Схема для исследования процесса разрушения горной породы алмазным резцом.

где E – модуль упругости породы, Па;
 ε – относительное удлинение породы при деформации, при котором происходит разрушение породы;
 $2l$ – размеры дефектов в породе (трещин длиной $2l$), мм;
 a – постоянная кристаллической решетки, мм;
 t – температуры поверхностного слоя породы, град;
 α_n – коэффициент теплового расширения породы, мм/град;
 τ – времена приложения разрушающей нагрузки, с;
 τ_0 – период колебаний атомов в твердом теле $\sim 10^{-12} - 10^{-13}$ с;
 P – осевая нагрузка на резец, Н;

но при этом снизится механическая скорость бурения, по той простой причине, что этот параметр прямо пропорционален частоте вращения.

Таким образом, механическая скорость бурения алмазным буровым инструментом зависит от значительного числа параметров, которые могут быть представлены в виде формул, полученных в результате аналитических исследований [2] и экспериментальных данных [1]:

$$v_c = 60 \frac{v_B}{v_p \lambda C_V} \sigma \omega n_p = 60 \frac{v_B}{v_p \lambda C_V} \omega \sigma \frac{N_0 h}{h_i}, \quad (1)$$

где v_t , v_p – скорости образования трещины отрыва и линейной скорости перемещения резца соответственно, м/с;
 λ – коэффициент, определяющий влияние сдерживающих повышение v_t факторов (дефекты строения структура и текстура породы);

C_V – объёмная жесткость горной породы, Н/см²;
 σ – напряжение в ядре сжатия горной породы, Н/см²;
 ω – частота вращения инструмента, мин⁻¹;
 n_p – число активно работающих на разрушение породы резцов в линии резания;
 N_0 – число резцов в линии резания;
 h и h_d – глубина внедрения алмазного резца и глубина борозды разрушения соответственно, мм.

Напряжение в ядре сжатия σ рассчитывается по формуле

$$[\sigma] = \frac{E\varepsilon}{1 + 2\sqrt{\frac{2l}{a}}} \left[1 - \frac{\alpha t \ln \frac{\tau}{\tau_0}}{3\varepsilon} \right], \quad (2)$$

а глубина внедрения резца h по зависимостям:

$$h = r - \sqrt{r^2 - \frac{P - F_B \cos \gamma_2 \sin \gamma_2}{\pi p_H (1 + \operatorname{tg} \phi)}}, \quad (3)$$

где передний угол шарообразного резца, который зависит от глубины h внедрения резца в породу и радиуса r алмаза.

$$\gamma_2 = 90^\circ - 0,5 \operatorname{arccos} \frac{r-h}{r}$$

а глубина h_d борозды разрушения по формуле:

$$h_d = 0,25 \cos \alpha (2h + \sqrt{dh}). \quad (4)$$

F_t – тангенциальное усилие резания-скальвания, Н;
 α – угол между силами P и F_t , град.

С учетом формы резца напряжение σ может рассчиты-

ваться по формуле типа: $\sigma = \frac{R}{S_{\text{ж}}} = \frac{4R}{\pi dh}$ (для круглого алмазного резца),

где R – геометрическая сумма усилий P и F_t (см. рис. 1), Н;
 d – диаметр алмазного резца, мм.

Сопоставление двух значений напряжений, представленных формулами, позволяет оценить влияние ряда факторов на глубину внедрения резца h :

$$h = \frac{12 \sqrt{P^2 + F_B^2} \left(1 + 2 \sqrt{\frac{2l}{a}} \right)}{\pi d E \left(3\varepsilon - \alpha t \ln \frac{\tau}{\tau_0} \right)}. \quad (5)$$

Из формулы (5) следует, что глубина внедрения резца повышается при нарастании силового сопровождения разрушения – осевой нагрузки P и тангенциального усилия F_t , размеров дефектов в породе в виде трещин длиной $2l$ (a – постоянная кристаллической решетки), коэффициента α теплового расширения элементов, слагающих породу, температуры t поверхностного слоя породы (рост температуры породы снижает её прочность и повышает h) и времени τ приложения разрушающей нагрузки (τ_0 – период колебаний атомов в твердом теле $\sim 10^{-12} - 10^{-13}$ с), т.е. при снижении частоты вращения бурового инструмента.

Снижение глубины h внедрения резца в горную породу связано с повышением диаметра d алмазных резцов, упругости E породы (рост упругости, как правило, пропорционален повышению твёрдости горной породы) и возможностью более значительной деформации ε породы без нарушения сплошности, т.е. при повышении пластичности горной породы.

Зависимость для расчёта h может использоваться для анализа влияющих факторов на процесс разрушения и расчета механической скорости бурения при компьютерном моделировании.

При заданной глубине разрушения горной породы скорость перемещения резца может повышаться при более значительном осевом усилии, скорости v_t образования трещины отрыва породы и напряжения σ в ядре

сжатия породы. Сдерживает рост скорости перемещения резца более значительное сопротивление горной породы разрушению, жесткость C_V горной породы, коэффициент λ , определяющий влияние сдерживающих повышение v_T факторов. Глубина h внедрения резца в породу и размер d резца также оказались среди факторов, ограничивающих скорость перемещения резца при заданной глубине разрушения породы.

Если скорость v_T роста трещины отстает от скорости перемещения резца, то вследствие роста сопротивления горной породы перемещению резца будет снижаться глубина внедрения резца в породу, что приведет к уменьшению расстояния aM , а значит, и времени на формирование трещины вдоль линии aM .

То есть, при резании породы алмазным резцом соотношение $v_T/v_p > 1$, что при недостаточном для разрушения горной породы напряжении приводит к снижению глубины внедрения резца и борозды разрушения породы на забое. Аналитически это явление можно объяснить так: при повышении сопротивления на передней грани резца закономерно возрастает тангенциальная составляющая $F_T = (F_p + F_{тр})$ (рис. 2), что приводит к увеличению угла α и к перемещению вверх ядра сжатия породы, что соответственно снижает глубину борозды разрушения (рис. 2, а, б).

Снижение глубины борозды разрушения связано, прежде всего, со снижением глубины h внедрения резца в породу, поскольку алмазный резец при перемещении по забою испытывает действие усилия F , которое противодействует осевой нагрузке на резец [2]. Поэтому величина h внедрения резца в породу с учетом динамики процесса работы резца будет выражаться формулой (3).

Таким образом, при изменении тангенциального усилия F_T изменяется глубина внедрения резца в породу и длина aM трещины отрыва породы перед передней гранью резца.

Из представленной общей теории следует, что процесс алмазного бурения изобилует влияющими и изменяющимися во времени факторами, среди которых как факторы горно-геологического типа, так и технико-технологического характера.

Большую роль играет форма и размеры алмазного зерна, используемого в буровом инструменте. Экспериментальные данные [1] показывают в данном случае следующую закономерность:

- режим резания-скалывания более чётко и чаще проявляется в горных породах более пластичных и менее твёрдых; при этом крупные резцы должны обладать острыми гранями для создания достаточных для резания-скалывания напряжений в породе, а мелкие резцы (зернистость более 100 шт./карат) реализуют резание скалывание, как в породах средней твёрдости, твёрдых и очень твёрдых, поскольку способны развивать значительные напряжения в породе из-за малых размеров и, соответственно, малой площади контакта с породой при значительном силовом сопровождении;

- режим резания-скалывания в большей степени соответствует условию, когда глубина h внедрения алмаза близка или незначительно отличается в меньшую сторону от глубины h_n борозды разрушения; при этом для пород средней твердости и для мелкорезцовых инструментов в основном справедливо равенство h и h_n ;

- режим раздавливания-смятия породы связан с бурением инструментом с полированными достаточно

крупными алмазами; при этом соотношение h_n/h больше единицы и может достигать значительной величины (до 5 и более).

Рассмотрим работу серийно выпускаемых однослойных коронок с радиальной раскладкой алмазов, как некоторый пример проектирования бурового инструмента.

Алмазы в линии резания такой коронки размещаются неравномерно ($l_k > l_a$ рис. 3, а, б). Это связано с конструктивными особенностями коронок, которые состоят из секторов и промывочных окон. Таким образом, в одной линии резания расстояние между алмазами в пределах сектора (l_a , рис.3, а) меньше чем расстояние между алмазами, являющимися крайними двух смежных секторов (l_k , рис. 3, б).

На рисунке 3 показана периферическая линия резания алмазной однослойной коронки. Расстояние между алмазами c и d больше, чем расстояние между алмазами d и e ; e и f .

При статическом вдавливании коронки в породу все алмазы внедрятся на одну величину h и образовавшееся ядро сжатия породы будет одинаково для всех алмазов коронки (рис. 3, а). Характер расположения ядра сжатия будет зависеть от формы и профиля режущей части, выбранных для армирования коронки алмазов, типа разрушаемой породы.

Пренебрегая углом уклона забоя (как частный пример) и изучая процесс бурения на малых скоростях вращения инструмента (что соответствует условиям начала забуривания), картина разрушения породы однослойной коронкой с заданным выпуском алмазов будет иметь следующий вид. Когда коронка повернётся на угол, при котором второй и последующие алмазы в линии резания переместятся на место предыдущих (алмаз b станет на место алмаза a , $c \rightarrow b$; $e \rightarrow d$, $f \rightarrow e$, рис. 3, б), то лобовое сопротивление с алмазов (кроме первого и второго радиальных рядов в секторе d (рис. 3, б) снимется. Это означает, что фактически происходит перераспределение сил сопротивления, действующих на алмазы. Тогда под действием осевой нагрузки произойдет углубление всех алмазов на величину Δ , которую можно найти из условия неизменности площади внедрения всех алмазов в породу, обусловленного постоянством осевой нагрузки на забой:

$$\Delta_i = \left(1 - \frac{n_1}{n_a}\right) h \quad (6)$$

где n_1 – количество алмазов в первом рабочем ряду (равно количеству алмазов в первом и втором радиальном рядах).

При этом алмазы первого рабочего ряда (d рис. 3, б) внедрятся на максимально возможную для алмаза величину h_{max} :

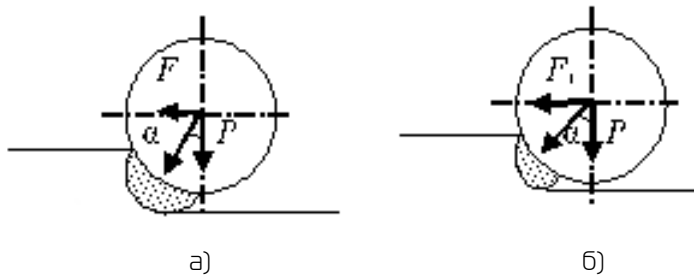


Рис. 2. Схемы для анализа процесса разрушения горной породы алмазным резцом при изменении усилия F_T .

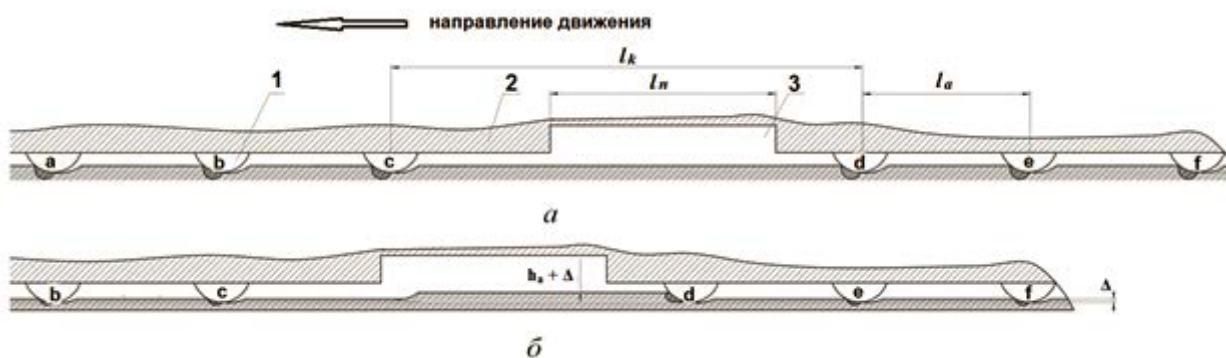


Рис. 3. Схема взаимодействия алмазов с горной породой:
1 – алмаз; 2 – матрица; 3 – промывочное окно; l_n – длина промывочного окна.

$$h_{\max} = h \left[1 + \sum_{i=1}^m \left(1 - \frac{n_1}{n_a} \right)^i \right] \quad (7)$$

где n_1 – количество алмазов в первом рабочем ряду (равно количеству алмазов в первом и втором радиальном рядах) [5].

Используя соотношение (5), была разработана модель и на языке программирования Delphi составлена программа, позволяющая определять значение толщины h_i слоя породы, срезаемого различными алмазами в конкретной точке забоя при вращении коронки, и отображать графически траекторию движения алмазов по забою.

Программа позволяет фиксировать значения результатов в любой момент времени без прерывания процесса моделирования и выводить на экран рисунок поперечного сечения забоя в этот момент (рис. 4).

При этом графически отображается величина толщины срезаемого слоя породы для каждого алмаза с цветовым кодированием (рис. 5, а). Программа позволяет визуально оценивать влияние расположения алмаза на глубину его внедрения в породу. Щелчком мыши можно выделить любой из алмазов, при этом величина текущей

толщины слоя будет отображаться справа. Наиболее нагруженные алмазы отмечены на схеме темным цветом, менее нагруженные – светлым (рис. 5, б).

Программный продукт облегчает анализ движения коронки по забою во времени, выводя на экран график изменения толщины срезаемого слоя породы и траекторию установившегося со временем режима работы коронки, что соответствует реальным условиям бурения (рис. 6).

Результаты компьютерного моделирования показали, что в процессе бурения внедрение в породу алмазов первого рабочего ряда сектора может превышать внедрение последующих рядов сектора в более чем 2 раза, что зависит от соотношения $l_k > l_a$. С изменением глубины внедрения алмазов в породу изменяется картина распределения ядер смятия породы под торцом коронки (рис. 3, б). Таким образом, исходя из зависимости (1), те алмазы, которые углубляются глубже, работают продуктивнее. Однако, пока алмаз d переместится на место впереди идущего алмаза c (рис. 3, б), тангенциальное усилие, действующее на этот алмаз, будет циклично (при каждом прохождении расстояния l_a) увеличиваться (за счет увеличения сопротивления возрастающей перед ним толщины слоя породы) и, как следствие, возможно смещение ядра сжатия породы вверх. В случае, если

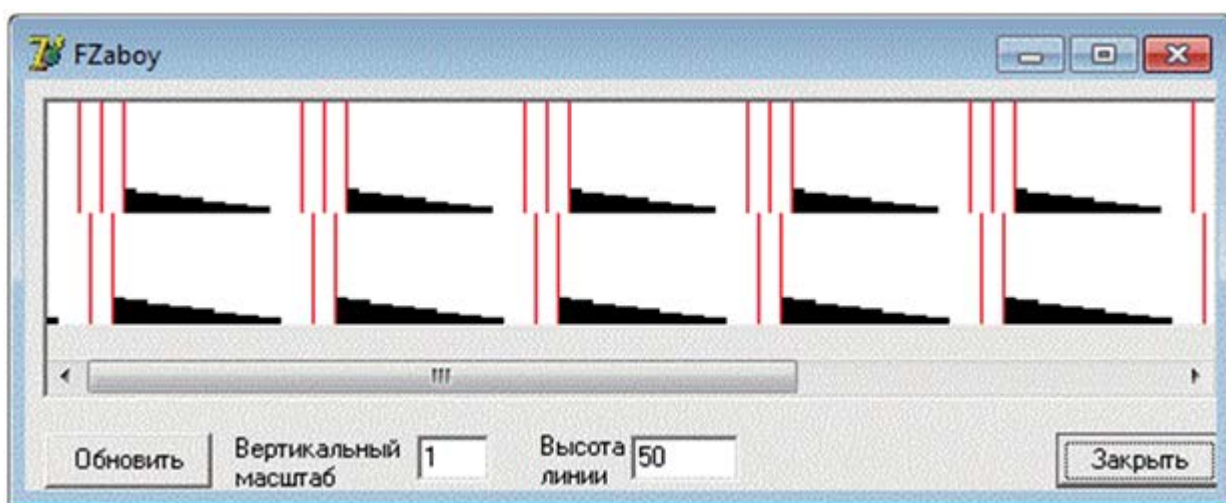


Рис. 4. Изображение поперечного сечения забоя. Вертикальные линии красного цвета обозначают местоположение алмазов.

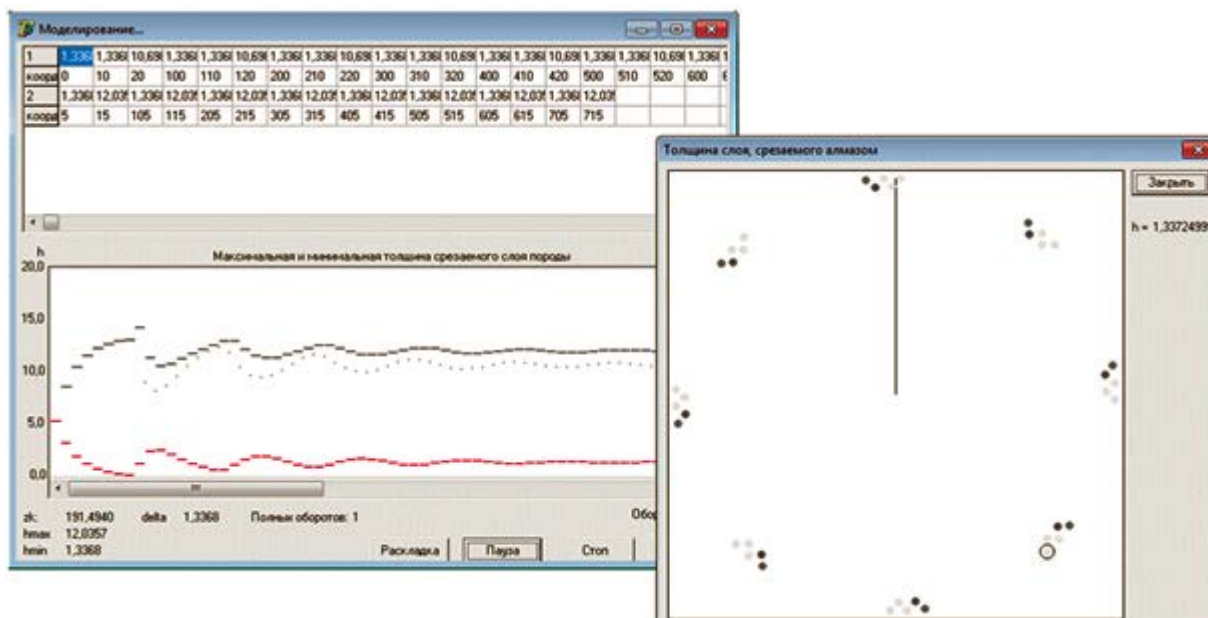


Рис. 5. Окна с результатами моделирования.

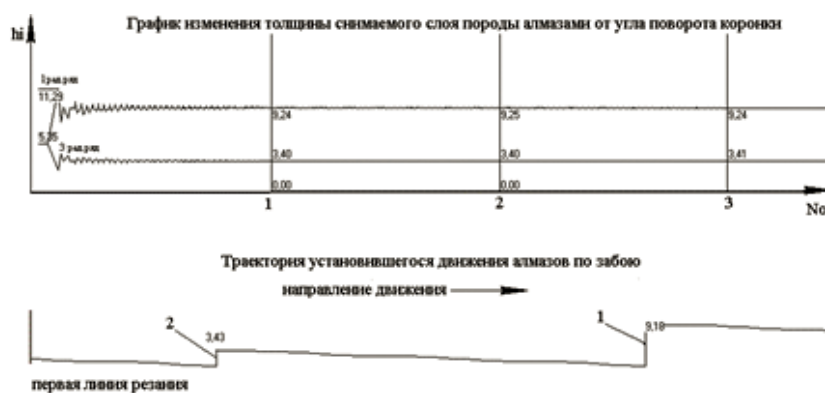


Рис. 6. Пример результатов моделирования движения алмазов по забою скважины:
 1 – первый алмаз линии резания сектора;
 2 – второй алмаз линии резания сектора;
 No – номер оборота коронки на забое.

при прохождении коронкой расстояния l_k (рис. 3) не произойдет формирования трещины отрыва породы перед первыми алмазами сектора, их работа будет не продуктивна. Следовательно, при проектировании конструкции коронки необходимо уделять внимание рациональному размещению алмазов в линии резания. Чрезмерно большое значение l_k может привести к нерациональному потреблению дорогостоящего алмазного сырья и неполноценному использованию рабочего потенциала коронки. Равномерная нагрузка на все алмазы коронки будет наблюдаться лишь при равномерном распределении алмазов по одной линии резания ($l_k = l_a$). Такая конструкция однослойной алмазной коронки возможна с укороченным до двух радиальных рядов сектором (рис. 7) [6].

Выводы

1. Проектирование породоразрушающего инструмента, особенно армированного синтетическим материалом,

требует комплексного подхода, учитывающего изменчивость горно-геологических условий бурения и, как основу, реализуемый механизм разрушения и его вариации при изменении технического состояния инструмента.

2. Для изучения механизма разрушения горной породы в процессе бурения алмазным инструментом необходимо учитывать конструктивные особенности коронки,

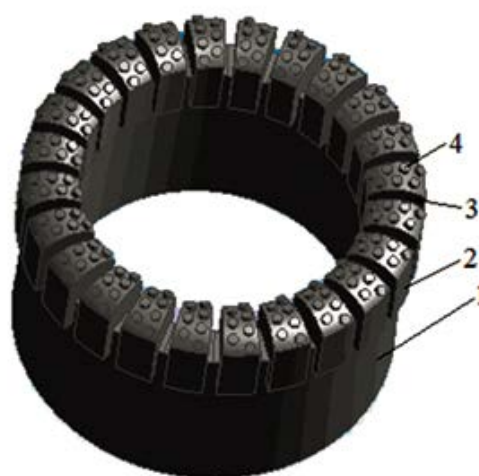


Рис. 7. Конструкция коронки с укороченным до двух радиальных рядов секторов:
 1 – корпус;
 2 – матрица;
 3 – промывочное окно;
 4 – алмазный резец.

зернистость и форму алмазных резцов, характер размещения алмазов в матрице, физико-механические свойства породы, параметры режима бурения и другие параметры системы взаимодействия коронки с породой, например, тепловой режим, режим и систему очистки забоя скважины от шлама.

3. Учитывая многообразие горно-геологических условий, техническое состояние алмазного инструмента и

особенности механизма разрушения горной породы при бурении, максимально продуктивный анализ с целью поиска оптимальных решений при конструировании бурового инструмента возможен только с использованием современных средств компьютерного моделирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Блинов Г.А., Васильев В.И., Глазов М.Г. Алмазосберегающая технология бурения. – Л.: Ленинградское отделение «Недра», 1989. – 184 с.
2. Zanevskii O.A., Ivakhnenko S.A., Il'nitskaya G.D., Zakora A.P., Bogdanov R.K., Karakozov A. A., Popova M.C. Production of coarse-grained high-strength microgrits to be used in drilling tools // Journal of Superhard Materials. – Vol. 37. – №2. – Elsevier B.V., 2015. – с. 85–96.
3. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при бурении скважин: Учебное пособие. – Красноярск: ИНФРА-М Сиб. федер. ун-т, 2015. – 336 с.
4. Нескоромных В.В., Попова М.С. Основы системного подхода к проектированию бурового инструмента // «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море» – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №8.
5. Каракозов А.А., Попова М.С., Парфенюк С.Н., Богданов Р.К., Загора А.П. Определение максимальной углубки алмазных резцов однослойных коронок с радиальной раскладкой // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения / Сб. науч. тр. – Вып.15, – Киев: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2012. – с. 203–206.
6. Каракозов А.А., Попова М.С., Парфенюк С.Н., Богданов Р.К., Загора А.П. Исследование и разработка конструкции однослойной буровой коронки с синтетическими монокристаллами алмаза // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения. – Сб. науч. тр. – Вып. 17, – Киев: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2014. – с. 73-79.

REFERENCES

1. Blinov G.A. Diamond drilling technology / G.A. Blinov, V.I. Vasilev, M.G. Glazov [and others] – L.: Nedra, 1989. – 184 p.
2. Zanevskii O.A., Ivakhnenko S.A., Il'nitskaya G.D., Zakora A.P., Bogdanov R.K., Karakozov A.A., Popova M.C. Production of coarse-grained high-strength microgrits to be used in drilling tools // Journal of Superhard Materials. – Vol. 37. – №2. – Elsevier B.V., 2015. – p. 85–96.
3. Neskormnih V.V. Destruction of rocks during drilling: the manual. – Krasnoyarsk: INFRA-M, 2015. – 336 p.
4. Neskormnih V.V., Popova M.S. Basis of the system approach to drilling tool design // Construction of oil and gas wells on land and sea – M.: PJSC «VNIIOEHHG», 2018. №8.
5. Karakozov A.A., Popova M.S., Parfenuk S.N., Bogdanov R.K., Zakora A.P. Determination of the maximum deepening of diamond incisors of single-layered crowns with a radial layout // Rock cutting and metalworking tools – machinery and technology of its production and application / Col. scient. p. – Issue.15, – Kiev: ISM, 2012. – p. 203–206.
6. Karakozov A.A., Popova M.S., Parfenuk S.N., Bogdanov R.K., Zakora A.P. Research and development of the design of a single-layer drill bit with synthetic single crystals of diamond // Rock cutting and metalworking tools – machinery and technology of its production and application / Col. scient. p. – Issue 17, – Kiev: ISM, 2014. – p. 73-79.

УДК 622.244.422

Современные известные и новые тампонажные смеси и технологии первичного цементирования обсадных колонн в скважинах разного назначения

Н.В. Самсоненко – канд. тех. наук, старший преподаватель

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Современные технологии первичного цементирования обсадных колонн реализуются с использованием химически обработанных портландцементов, как заводского изготовления, так и приготовленных методом неоднократных перетарок в условиях буровой площадки. Компонентные составы всех бездобавочных портландцементов включают тонкомолотые клинкер и двухводный гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$) с дозировкой до 5%.

В табл. 1 представлен минералогический (фазовый) состав портландцементов разных заводов-производителей.

Анализ данных табл. 1 показывает, что минералогический состав всех портландцементов (тампонажных и строительных) практически одинаковый.

Некоторое отличие основных минералов в процентном их содержании очевидно вызвано вариабельностью компонентных составов от партии к партии.

Портландцемент тампонажный бездобавочный – ПЦТ I-50 предназначен для использования при низких и нормальных (15-50 °С) температурах. С целью повышения активности при вышеуказанных температурах удельная поверхность данного портландцемента повышенная (386 м²/кг). При этом остаток на сите №008 составляет 1,6%.

Портландцемент тампонажный бездобавочный – ПЦТ I-100, предназначенный преимущественно для применения при умеренных (51-100 °С) температурах, по данным табл. 1, имеет абсолютно одинаковый с ПЦТ I-50

Таблица 1. Минералогический (фазовый) состав портландцементов.

Шифр	Завод-производитель	Фазовый состав, %				Удельная поверхность, м ² /кг (остаток на сите, номер сита - %)
		C ₃ S	C ₂ S	C ₃ A	C ₄ AF	
ПЦТ I-50	Сухоложскцемент	61,2	15,8	5,4	12,8	386 (№008-1,6)
ПЦТ I-100	Сухоложскцемент	61,2	15,8	5,4	12,8	359 (№008-1)
ПЦТ I-G-CC-1	Сухоложскцемент	51,0	22,2	2,66	C ₄ AF + 2C ₃ A = 19,6	300
Цем I 42,5Н	Сухоложскцемент	61,2	15,8	5,4	12,8	367 (№009-0,5)
Цем I 42,5Н	Белгородский	62,0	16,0	6,0	14,0	315
ПЦ 500 Д0 -Н	Атакайцемент	62,0	19,0	6,0	14,0	-
Цем I 42,5Н	Тулацемент	58,0	16,0	7,0	12,0	350 (№0032-11,2)
ПЦ 500 Д0-Н	Азия Цемент	63,82	13,69	6,77	C ₄ AF + C ₃ A = 17,95	418 (№008-1,8)
ПЦТ II-50 (Трепел - 3,2%, известняк - 3,0%)	Сухоложскцемент	63,2	15,8	5,4	12,8	(№008-1,3)

минералогический состав. Различие состоит лишь в величине удельной поверхности, которая на 27 м²/кг меньше удельной поверхности ПЦТ I-50, а остаток на сите №008 составляет 1%, что сомнительно. Также маловероятно, что повышенная термостойкость камня, необходимая при умеренных температурах, может быть обеспечена за счет столь незначительного понижения удельной поверхности порошка.

Исследования, проведенные многими учеными [1], показали, что образование Са(ОН)₂ в цементном камне происходит непрерывно при различных температурах твердения. Только при гидратации C₃S выделяется до 24% Са(ОН)₂ [1]. Интенсивность образования Са(ОН)₂ в цементном камне зависит от водоцементного отношения, удельной поверхности и температуры твердения.

Портландцемент тампонажный бездобавочный – ПЦТ I-G-CC-1, предназначенный для применения преимущественно при умеренных (51-100 °С) температурах, является, согласно паспорту качества, портландцементом высокой сульфатостойкости, т.е. образующийся при твердении камень имеет повышенную коррозионную устойчивость в сульфатных пластовых водах, содержащих растворенные Na₂SO₄, K₂SO₄, Ca₂SO₄, MgSO₄ и другие соли.

Данные табл. 1 свидетельствуют, что минералогический состав ПЦТ I-G-CC-1 отличается от минералогических составов других портландцементов пониженным содержанием минералов C₃S, C₃A и повышенным содержанием минерала C₂S. Обращает внимание низкая величина удельной поверхности порошка – 300 м²/кг. Вместе с тем, суммарное содержание минералов C₃S и C₂S, а также минералов C₃A и C₄AF примерно соответствует минералогическому составу всех других портландцементов.

Основной целью уменьшения количества минералов C₃S и C₃A в составе ПЦТ I-G-CC-1 является уменьшение количества выделяющегося при гидратации Са(ОН)₂, существенно снижающего коррозионную устойчивость цементного камня, а понижение удельной поверхности порошка – повышение термостойкости камня при умеренных температурах.

Следует особо отметить, что минералогический состав строительного портландцемента Цем I 42,5Н Сухоложского цементного завода полностью соответствует минералогическому составу ПЦТ I-50 и ПЦТ I-100, а также мало чем отличается от минералогических составов всех остальных строительных портландцементов.

Компонентный состав ПЦТ II-50, согласно паспорту качества, включает тонкомолотые минеральные (осадочного происхождения) добавки трепела – 3,2% и известняка – 3%. Данные тонкомолотые минеральные добавки позволили повысить процентное содержание C₃S в минералогическом составе ПЦТ II-50 до 63,2%. При этом остаток на сите №008 составил 1,3%, что свидетельствует о высокой тонкости помола данного портландцемента.

Обладая пониженной растворимостью при низких и нормальных температурах, вышеуказанные минеральные добавки практически не участвуют в процессе твердения портландцементных растворов, понижая прочность образующихся камней в ранние сроки.

При умеренных температурах растворимость минеральных добавок значительно возрастает и данные добавки, активно участвуя в процессе твердения раствора, обеспечивают образование высокопрочного термостойкого и коррозионно-устойчивого камня.

Таким образом, повышение термостойкости ПЦТ I-100, термостойкости и сульфатостойкости ПЦТ I-G-CC-1 при умеренных температурах можно обеспечить только введением в их компонентные составы активных минеральных добавок, представленных тонкомолотыми известняками либо природными водными кристаллическими кремнеземами – опокой, трепелом и др.

Факты из практики строительства скважин свидетельствуют, что компонентные составы ПЦТ I-G-CC-1 от партии к партии не отличаются стабильностью.

Некоторые ПЦТ I-G-CC-1 в компонентных составах аэрированных и неизменной плотности расширяющихся тампонажных смесей при гидратации обеспечивают высокую степень аэрации тампонажных растворов, а при твердении последних большое (более 5%) объемное расширение как аэрированных, так и неизменной плотности цементных камней при использовании пресных жидкостей затворения.

Иные партии ПЦТ I-G-CC-1 в компонентных составах аэрированных и неизменной плотности расширяющихся тампонажных смесей при гидратации полностью устраняют аэрацию растворов, а при твердении – объемное расширение камней.

Следует отметить, что аэрация тампонажных растворов и объемное расширение камней практически полностью устраняется при применении ПЦТ II-50 в компонентных составах как аэрированных, так и неизменной плотности расширяющихся тампонажных смесей при их гидратации и твердении с использованием пресной жидкости затворения.

Таким образом, модифицированные, с целью повышения термостойкости ПЦТ I-100 и сульфатостойкости ПЦТ I-G-CC-1, портландцементы тампонажные, по сути, не являются бездобавочными.

Вызывает сомнение приведенная в паспорте качества величина удельной поверхности порошка – 300 м²/кг. При указанной удельной поверхности остаток на сите №008 должен быть не менее нескольких процентов. Однако практика применения ПЦТ I-G-CC-1 показывает, что при просеивании порошков из разных партий остаток на сите №008 повсеместно минимальный, практически нулевой.

Как следует из данных табл. 1, минералогический состав всех без исключения портландцементов представлен следующими фазами:

- алит-трёхкальциевый силикат C₃S (3CaO · SiO₂) – 48...65%;
- белит-двухкальциевый силикат C₂S (2CaO · SiO₂) – 20...30%;
- трёхкальциевый алюминат C₃A (3CaO · Al₂O₃) – 2,5...5,5%;
- четырёхкальциевый алюмоферрит C₄AF (4CaO Al₂O₃ Fe₂O₃) – 16...18%;
- свободные оксиды кальция (CaO) от 0,5 до 1% и магнезия (MgO) не более 5%.

Алит в клинкере представляет собой твердый раствор трёхкальциевого силиката и небольшого количества MgO, Al₂O₃, P₂O₅, Sr₂O₃ и других примесей, которые могут существенно влиять на его структуру и свойства.

Белит в клинкере представляет собой твердый раствор β-двухкальциевого силиката (β-C₂S) и небольшого количества Al₂O₃, Fe₂O₃, MgO, Sr₂O₃ и других примесей.

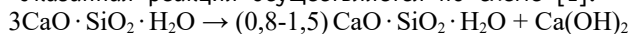
При гидратации частицы алита сразу вступают во взаимодействие с водой и реагируют весьма активно.

На этой стадии активной гидратации частицы минералов покрываются тонкой пленкой (оболочкой) из

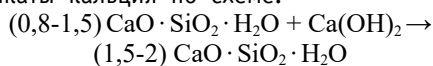
гелей, которая затрудняет доступ молекул H_2O к негидратированным поверхностям частиц и выход продуктов реакции в межзерновое пространство. При этом реакция гидратации затормаживается и наступает её вторая условная стадия – индукционный период. На протяжении индукционного периода в объёме плёнок-оболочек происходят процессы зарождения и довольно медленного роста кристаллов гидросиликатов кальция.

Таким образом, первичным продуктом гидратации C_3S и алита являются гидросиликаты кальция $3CaO \cdot SiO_2 \cdot H_2O$. Через 2-6 час гидросиликаты $3CaO \cdot SiO_2 \cdot H_2O$ распадаются с выделением гидрогеля $Ca(OH)_2$ и вторичных гидросиликатов кальция пониженной основности.

Указанная реакция осуществляется по схеме [1]:



Вторичные гидросиликаты кальция, взаимодействуя с $Ca(OH)_2$ в водном растворе, образуют третичные гидросиликаты кальция по схеме:



Высокоосновные третичные гидросиликаты кальция кристаллизуются в виде волокнистых (нитевидных) кристаллов.

Степень гидратации минерала алита при температуре 25 °C изменяется следующим образом [1]:

- 1 сут. твердения – 25...35%;
- 10 сут. твердения – 55...65%;
- 28 сут. твердения – 78...80%.

Реакции гидратации C_2S и белитов протекают с образованием различных по составу гидросиликатов кальция и некоторого количества $Ca(OH)_2$. Скорости гидратации белитов меньше, чем алитов и сильно изменяются в зависимости от строения кристаллов минералов, состава водных растворов и условий протекания реакций [1].

В зависимости от вышеуказанных факторов степень гидратации белита при температуре 25 °C изменяется следующим образом [1]:

- 1 сут. твердения – 5...10%;
- 10 сут. твердения – 10...20%;
- 28 сут. твердения – 30...50%;
- через 5-6 лет твердения – полная гидратация минералов.

Минералы алита и белита в процессе гидратационного твердения тампонажных растворов обеспечивают высокую прочность камней при положительных температурах в ранние и поздние сроки.

Минералы C_3A и C_4AF являются регуляторами сроков застывания-схватывания портландцементных растворов, вследствие их высокой гидратационной активности. Так реакции гидратации C_3A протекают быстро и завершаются на 70-80% уже через сутки.

Скорости гидратации C_4AF в ранние сроки большие, а через 3 сут. степень их составляет 50-70%.

Для исключения "ложного" застывания-схватывания портландцементных растворов в процессе их приготовления суммарное содержание минералов C_3A и C_4AF в фазовых составах всех портландцементов ограничено (до 24%) [1].

Свободных оксидов кальция и магния в фазовых составах всех портландцементов всегда мало (до 1%), поскольку при их гидратации образующиеся гидроокиси $Ca(OH)_2$ и $Mg(OH)_2$, занимающие в 2,2 раза больший объём, чем исходные оксиды, вызывают объёмное расширение высокопрочных и хрупких камней, что может привести к их деструкции (растрескиванию) [1].

В связи с малым процентным содержанием минералов C_3A , C_4AF , CaO , MgO в фазовых составах портландцементов сроки застывания-схватывания растворов при нормальных температурах твердения (20-50 °C) достаточно продолжительные.

При температурах твердения ниже 20 °C сроки застывания-схватывания тампонажных растворов закономерно удлиняются, а при отрицательных температурах твердения значительно замедляются либо практически прекращаются. Растворы замерзают, не схватившись.

Продолжительные сроки застывания-схватывания портландцементных растворов при низких положительных и отрицательных температурах приводят к необходимости использования ускорителей твердения, в качестве которых применяются электролиты $NaCl$, $CaCl_2$ и др. с разными, в том числе большими (до 6%) дозировками.

Вместе с тем имеет место утверждение [1], что использование электролитов, а особенно с повышенными дозировками, вызывает разрушение кристаллогидратов переменного и сложного составов, химически связывающих от 6-12 до 30-32 молекул воды. Разрушение вышеуказанных кристаллогидратов приводит к повышению объёмной усадки портландцементных камней.

При нормальных и умеренных температурах сроки застывания-схватывания портландцементных тампонажных растворов сокращаются, поскольку возрастает скорость гидратации всех минералов. Поэтому при указанных температурах возникает необходимость вводить в жидкость затворения химические реагенты замедлители сроков застывания-схватывания, пластификаторы, газоблокаторы и другие водорастворимые высокомолекулярные полимеры, что осуществляется, как правило, перед проведением работ по первичному цементированию обсадных колонн. Сложная химическая обработка портландцементных растворов, наряду с улучшением технологических свойств последних, приводит к повышению объёмной усадки образующихся камней.

Авторы статьи [2] при изучении влияния применяемых замедлителей схватывания тампонажных растворов (СДБ, хромпика, ФХЛС, КМЦ, гипана, декстрина, ВКК) на кинетику контракции тампонажного раствора-камня установили, что вышеуказанные химические реагенты, за исключением ВКК, на 10-15% повышают контракцию на ранней стадии твердения (до 1 сут.). В последующие сроки гидратационного твердения темп роста контракции не отличается от кинетики контракции тампонажного раствора-камня без добавок [3].

Авторами работы [4] также показано отрицательное влияние реагентов-электролитов и полимеров на контракцию твердеющего тампонажного раствора, приводящую к увеличению объёмной усадки камня. Наиболее значительным оказывается влияние КМЦ, при содержании которой 0,5% от массы портландцемента, контракция составляет почти 0,1%, что в 2,5 раза больше, чем у необработанного раствора.

Представленные в [4] результаты исследований Луизианского университета свидетельствуют, что эффективность действия расширяющих добавок значительно понижается при наличии в компонентных составах тампонажных растворов – камней электролитов, пластификаторов, понизителей водоотдачи, газоблокаторов – латексов и ряда других водорастворимых полимеров.

В лаборатории ООО "Вяжущее-Сервис" исследовано влияние электролита $CaCl_2$ и понизителя водоотдачи

Натросола 250 EXR на технологические свойства облегченных аэрированных и нормальной плотности тампонажных растворов и физико-механические параметры камней при низких и нормальных температурах.

Порошкообразные расширяющиеся тампонажные смеси (ПРТС) были образованы с использованием бездобавочного портландцемента ПЦТ I-50 Сухоложского цементного завода и термостойкой пластифицирующе-расширяющейся добавки (ТПРД) производства ООО "Вяжущее-Сервис" в количественном соотношении 75% и 25% соответственно. Порошкообразные расширяющиеся тампонажные смеси в процессе гидратации образуют седиментационно-устойчивые облегченные аэрированные и нормальной плотности растворы, а в процессе твердения камни с большой (более 5%) величиной объемного расширения [5, 6].

Результаты исследований представлены в табл. 2 и 3. Анализ данных таблиц показывает, что использование электролита CaCl₂ с повышенными дозировками 4% и 2% в жидкости затворения приводит к значительному понижению объемного расширения камней, а Натросола 250 EXR с дозировкой 0,2% – к возникновению объемной усадки

камня и практически полному устранению аэрации в растворе.

Применение пресных жидкостей затворения при разных температурах обеспечивает большое объемное расширение камней в двухсуточном возрасте твердения, которое практически не изменяется на пятые сутки. Большое объемное расширение камней, полученное при атмосферном давлении, сокращается примерно в 2 раза при высоком давлении (20-40 МПа), тем самым исключается смятие обсадных колонн.

Приведенные в табл. 2 облегченные аэрированные тампонажные растворы могут быть использованы в качестве первых порций составных столбов при первичном цементировании всех обсадных колонн.

В табл. 3 представлены результаты лабораторных испытаний технологических свойств тампонажных растворов нормальной плотности и физико-механических параметров цементных камней при низких и нормальных температурах.

Применение тампонажных растворов нормальной плотности позволит надежно закрепить башмаки и призабойные интервалы обсадной колонны цементным

Таблица 2. Результаты лабораторных испытаний облегченных аэрированных тампонажных растворов и цементных камней.

Показатели растворов и камней		Значения показателей облегченных аэрированных тампонажных растворов – цементных камней				
Жидкость затворения		вода 4% CaCl ₂	вода 2% CaCl ₂	вода пресная	вода пресная	вода пресная
Водосмесевое отношение, м ³ /т		0,60	0,60	0,65	0,63	0,60
Дозировка Натросола 250 EXR, %		-	-	0,2	-	-
Плотности растворов, кг/м ³		1700 → 1480	1650 → 1430	1680 → 1650	1570 → 1420	1630 → 1450
Водоотделение, мл		0	0	0	0	0
Растекаемость, мм		250	235	235	250	240
Температура твердения, °С		6-8	14-16	20-22		40
Сроки загустевания растворов при P = 0,1 МПа, мин, не менее		90				7-20
Сроки схватывания растворов при P = 0,1 МПа, ч-мин	начало	3-55	5-45	> 7-00	> 7-00	5-30
	конец	5-50	8-10	> 8-00	> 8-00	6-20
Плотности цементных камней за 2/5 сут. твердения при P = 0,1 МПа, кг/м ³		1370/1380	1450/1450	1650/1660	1370/1380	1350/1360
Прочность цементных камней на изгиб за 2/5 сут. твердения при P = 0,1 МПа, МПа		1,2/1,9	1,5/2,4	0,8/1,1	1,0/1,23	1,9/2,2
Объемное расширение (усадка) цементных камней за 2/5 сут. твердения при P = 0,1 МПа, %		1,3/1,3	2,5/2,5	-1,3/-1,6	10,3/10,3	14,0/14,1

Таблица 3. Результаты лабораторных испытаний тампонажных растворов нормальной плотности и цементных камней.

Показатели растворов и камней		Значения показателей тампонажных растворов и цементных камней нормальной плотности			
Жидкость затворения		вода 2% CaCl ₂	вода пресная	вода пресная	вода пресная
Водосмесевое отношение, м ³ /т		0,45	0,44	0,42	0,5
Дозировка Натросола 250 EXR, %		-	0,2	-	-
Плотность растворов, кг/м ³		1800	1850	1820	1790
Водоотделение, мл		0	0	0	0
Растекаемость, мм		235	210	240	250
Температура твердения, °С		20-22			40
Сроки загустевания растворов при <i>P</i> = 0,1 МПа, мин, не менее		90			4-50
Сроки схватывания растворов при <i>P</i> = 0,1 МПа, ч-мин	начало	5-50	> 7-00		3-40
	конец	6-30	> 8-00		4-40
Плотности цементных камней за 2/5 сут. твердения при <i>P</i> = 0,1 МПа, кг/м ³		1810/1830	1860/1860	1820/1840	1800/1810
Прочность цементных камней на изгиб за 2/5 сут. твердения при <i>P</i> = 0,1 МПа, МПа		2,65/3,4	1,9/3,1	2,9/3,8	3,0/4,8
Объемное расширение (усадка) цементных камней за 2/5 сут. твердения при <i>P</i> = 0,1 МПа, %		5,8/5,9	-0,5/-0,7	8,7/8,7	10,0/10,2

камнем с большой (более 5%) величиной объёмного расширения, исключаяющей негерметичность заколонных и межколонных пространств скважины.

Анализ данных табл. 3 свидетельствует, что применение электролита CaCl₂ с дозировкой 2% в жидкости затворения приводит к некоторому понижению объёмного расширения камня, но указанное понижение не столь существенно. Использование Натросола 250 EXR с дозировкой 0,2% в жидкости затворения приводит к объёмной усадке камня. Приведенные в табл. 3 тампонажные растворы нормальной плотности можно применять в качестве первых и вторых порций составных столбов при первичном цементировании всех обсадных колонн при низких и нормальных температурах.

Таким образом, объёмное расширение облегченных азрированных и нормальной плотности тампонажных камней зависит как от дозировок электролита CaCl₂ в жидкости затворения, так и от дозировок высокомолекулярных реагентов-полимеров.

Повышение дозировок электролита CaCl₂ в жидкости затворения приводит к понижению величин объёмного расширения камней, а даже небольшие дозировки высокомолекулярных реагентов-полимеров существенно понижают азрацию растворов и приводят к объёмной усадке образующихся камней.

Облегченные азрированные тампонажные растворы с высокой степенью азрации в процессе твердения образуют камни пониженной теплопроводности.

На рис. 1 приведена зависимость коэффициентов теплопроводности от плотности тампонажных камней.

Понижение плотностей камней приводит к понижению величин коэффициентов теплопроводности по линейной зависимости.

Данные табл. 2 и табл. 3 свидетельствуют, что при использовании пресной жидкости затворения повышение температуры твердения как облегченных азрированных, так и нормальной плотности тампонажных растворов до 40-50 °С приводит к сокращению времени начала загустевания и сроков схватывания. Последнее обстоятельство позволяет сокращать время ОЗЦ при первичном цементировании всех обсадных колонн, а тем самым повышать эффективность строительства скважин при наличии ММП и низких внутрискважинных температур.

Целесообразно применять нагретые до 40-50 °С продавочные жидкости и дополнительно нагревать их внутри зацементированных обсадных колонн. В результате теплопередачи через стенки обсадных труб сроки схватывания тампонажных растворов, образующих составные столбы, сократятся, а прочность камней и величина их объёмного расширения повысятся. Для

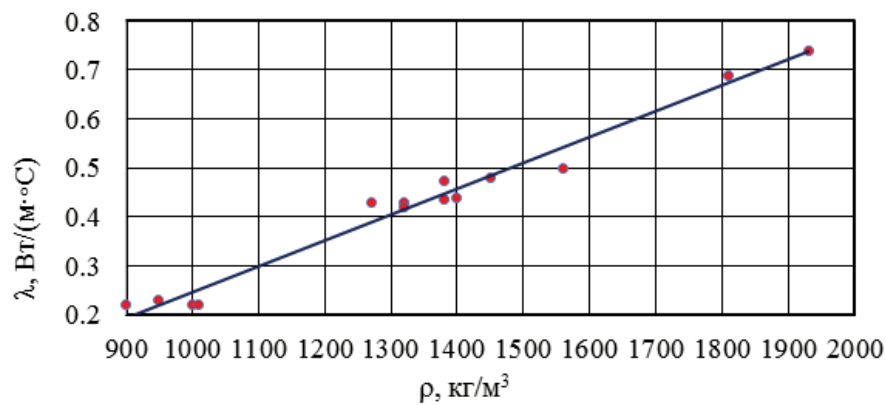


Рис. 1. Зависимость коэффициентов теплопроводности от плотности тампонажных камней.

нагревания продавочных жидкостей внутри зацементированных обсадных колонн могут быть использованы установки для прогрева скважин, используемые для интенсификации добычи нефти, либо иные аналогичные технические средства. При отсутствии возможности нагрева продавочных жидкостей предлагается использовать слабосоленую жидкость затворения с дозировкой электролита CaCl_2 не более 4% к массе применяемых ПРТС.

Практическое применение составных столбов облегченных азрированных и нормальной плотности тампонажных растворов, образующих камни с большой величиной объёмного расширения, исключит негерметичность заколонных пространств скважины, и, соответственно, межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления и заколонные проявления.

Облегченные азрированные тампонажные растворы с высокой степенью азриации в процессе твердения образуют камни пониженной теплопроводности.

Наличие больших по величине заколонных и межколонных зазоров, размещение в интервалах распространения ММП облегченных (легких) азрированных цементных камней с повышенной степенью азриации и пониженной теплопроводностью повышает термическое сопротивление конструкции скважин в целом и обеспечивает «пассивную» защиту ММП от растепления, как в ранние, так и в поздние сроки эксплуатации [5, 6].

ЛИТЕРАТУРА

1. Бутт Ю.М., Сычев М.М., Тимашев В.В. Химическая технология вяжущих материалов: учебник для вузов – М.: Высшая школа, 1980. – 472 с.
2. Перейма А.А., Минченко Ю.С., Трусов С.Г. О влиянии химической обработки тампонажных растворов на эффективность действия расширяющих добавок // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2011. – №5. – с. 27–30.
3. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине – М.: Недра, 1990. – 409 с.
4. Шарифутдинов З.З., Ипполитов В.В. Прорыв пластовых флюидов через зацементированное пространство скважин и основные пути его предотвращения. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2008. – №7. – с. 42–49.
5. Самсоненко А.В., Симонянц С.Л., Самсоненко Н.В., Двукраев К.С., Самсоненко Н.В. Новый порошкообразный расширяющийся тампонажный материал для низких температур // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2011. – №2. – с. 35–38.
6. Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В. Пути повышения качества крепления обсадных колонн в районах распространения многолетнемерзлых пород // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – М.: Ассоциация буровых подрядчиков, 2014. – №2. – с. 36–43.

REFERENCES

1. Butt YU.M., Sychev M.M., Timashev V.V. Himicheskaya tekhnologiya vyazhushchih materialov: uchebnik dlya vuzov – M.: Vysshaya shkola, 1980. – 472 p.
2. Perejma A.A., Minchenko YU.S., Trusov S.G. O vliyaniy himicheskoy obrabotki tamponazhnykh rastvorov na ehffektivnost' dejstviya rasshiryayushchih dobavok // Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. – M.: PJSC «VNIIOEHNG», – 2011. – №5. – p. 27–30.
3. Bulatov A.I. Formirovanie i rabota cementnogo kamnya v skvazhine – M.: Nedra, 1990. – 409 p.
4. SHarafutdinov Z.Z., Ippolitov V.V. Proryv plastovyh flyuidov cherez zacementirovannoe prostranstvo skvazhin i osnovnye puti ego predotvrashcheniya. // Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. – M.: PJSC «VNIIOEHNG», – 2008. – №7 – p. 42–49.
5. Samsonenko A.V., Simonyanc S.L., Samsonenko N.V., Dvukraev K.S., Samsonenko N.V. Novyj poroshkoobraznyj rasshiryayushchijsya tamponazhnyj material dlya nizkih temperatur // Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more. – M.: PJSC «VNIIOEHNG», – 2011. – №2 – p. 35–38.
6. Samsonenko A.V., Samsonenko N.V. Puti povysheniya kachestva krepleniya obsadnyh kolonn v rajonah rasprostraneniya mnogoletnemerzlyh porod // Vestnik Assotsiatsii burovyyh podryadchikov. – M.: Assotsiatsiya burovyyh podryadchikov, 2014. – №2 – p. 36–43.

УДК 622.245.65

Вопросы технологии спуска хвостовика в горизонтальный ствол при заканчивании скважины гравийным фильтром

¹Р.Н. Абсатдаров – аспирант;
¹А.С. Оганов – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой;
 А.С. Поваляхин – доктор техн. наук

(¹ Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина)

Технология спуска хвостовика с фильтром-каркасом в горизонтальный ствол и формирования гравийного слоя должна строиться с учётом геометрических параметров ствола скважины. В тоже время проектные решения и технология проводки горизонтального ствола скважины должны учитывать основные технические характеристики фильтра-каркаса.

Цели исследования взаимодействия фильтра-каркаса с горизонтальным стволом скважины заключаются в следующем:

- определение максимальной длины горизонтального ствола из условий:
 - потери продольной устойчивости и спирального изгиба транспортировочной бурильной колонны;
 - потери продольной устойчивости и спирального изгиба самого фильтра-каркаса;
- расчёт критических параметров кривизны ствола скважины из условия потери продольной устойчивости фильтра-каркаса в искривленном стволе;
- обоснование требований к транспортировочной колонне труб и фильтру-каркасу;
- определение условий и характера взаимодействия направляющей части компоновки фильтров с искривленным горизонтальным стволом.
- анализ условий обеспечения минимально необходимого для заполнения гравием зазора между фильтром-каркасом и стенкой скважины.

Для исследования приняты фильтры типа ФС (ФС-73, ФС-89, ФС-114), которые по результатам эксплуатации на Касимовском ПХГ имеют наилучшие показатели. Спуск в скважину фильтра-каркаса в составе хвостовика осуществляется на транспортировочной колонне из бурильных труб.

Критическая нагрузка ($F_{кр}$), при которой колонна труб теряет устойчивость и принимает синусоидальную форму, определяется следующим выражением [1, 2, 3]:

$$F_{кр} = 2 \cdot \sqrt{\frac{EI \cdot W \cdot \sin \alpha}{r}}, \quad (1)$$

где EI – жёсткость колонны труб (корпуса фильтра) на изгиб, $\text{кН} \cdot \text{м}^2$;

W – удельный вес колонны труб (корпуса фильтра), кН/м ;

α – зенитный угол ствола скважины, градус;

r – радиальный зазор между колонной труб (фильтром) и стволом скважины, м.

Сила, необходимая для перемещения компоновки фильтра в горизонтальном стволе, зависит от коэффициента трения и определяется выражением:

$$F_{тр} = W_1 \cdot L \cdot \mu, \quad (2)$$

где W_1 – удельный вес компоновки фильтров, кН/м ;

L – длина секции фильтров, м;

μ – коэффициент трения в стволе скважины.

Максимальная длина компоновки фильтров, которая может быть спущена в горизонтальный ствол на бурильной колонне под собственным весом без потери продольной устойчивости транспортировочной колонны и самих фильтров, определяется выражением:

$$L_{MAX} = \frac{2}{W_1 \cdot \mu} \cdot \sqrt{\frac{EI \cdot W}{r}}, \quad (3)$$

где r – радиальный зазор между бурильной колонной (корпусом фильтра), м.

$$r = \frac{D_{СТ} - D_{Б}}{2}, \quad (4)$$

где $D_{СТ}$, $D_{Б}$ – диаметр ствола скважины, бурильной колонны (фильтра-каркаса) соответственно, м.

В соответствии с выражением (3) определяется критическая длина компоновки фильтров из условия спирального изгиба транспортировочной бурильной колонны. Также необходимо определить условный диаметр горизонтального участка ствола скважины под фильтр-каркас диаметром 73 мм, 89 мм и 114 мм, который должен удовлетворять условию: в фильтрах, создаваемых в скважине, толщину слоя гравия рекомендуется иметь в открытом стволе не менее 60 мм [4]. Поэтому условный диаметр горизонтального участка ствола скважины под фильтр-каркас диаметром 73 мм, 89 мм, 114 мм равен 215,9 мм, 215,9 мм и 250,8 мм соответственно.

Критическая длина компоновки фильтров определяется из условия потери продольной устойчивости и спирального изгиба транспортировочной бурильной колонны.

На рисунке 1 представлены зависимости критической длины компоновки фильтра диаметром 73 мм, 89 мм и 114 мм с транспортировочной колонной из бурильных труб диаметром 73 мм при различных значениях коэффициента трения в горизонтальном стволе скважины.

Из графиков на рисунке 1 следует, что длина компоновки фильтра ограничивается транспортировочной колонной бурильных труб.

Таким образом, расчёты критической длины компоновки фильтров диаметром 73 мм, 89 мм, 114 мм показывают, что её длина ограничена как силами трения в горизонтальном стволе скважины, так и жёсткостью транспортировочной колонны и самого фильтра-каркаса.

Задача заключается в выборе бурильных труб для транспортировочной колонны с достаточной, для спуска в горизонтальный ствол компоновки фильтров, жёсткостью.

Как это следует из анализа зависимостей, приведенных на рисунке 1, условием, определяющим совместимость транспортировочной колонны бурильных труб и компоновки фильтра, является соотношение:

$$\frac{I_B \cdot q_B \cdot r_\Phi}{I_\Phi \cdot q_\Phi \cdot r_B} \geq 1, \quad (5)$$

где I_B, I_Φ – осевой момент инерции сечения бурильной трубы и корпуса фильтра соответственно, m^4 ;

q_B, q_Φ – вес одного метра бурильной трубы и корпуса фильтра соответственно, kH/m ;

r_B, r_Φ – радиальный зазор между стенкой ствола скважины и бурильной трубой и корпусом фильтра соответственно, m .

Длину компоновки фильтров (см. рисунок 1) существенно ограничивают силы трения в стволе скважины. С целью увеличения длины компоновки фильтра необходимо снизить коэффициент трения за счёт смазочных добавок

в буровой раствор, оснащения компоновки опорами с элементами качения.

Поскольку горизонтальный ствол во многих случаях имеет искривленные интервалы, то для практических расчетов фильтра в горизонтальном стволе необходимо определить форму изгиба последнего, которая при определённой величине сжимающей силы может привести к потере продольной устойчивости компоновки фильтров. Данная задача была впервые решена учёным ВНИИБТ Барским И.Л. [5]. Критические размеры кривизны горизонтального ствола скважины, приведенные в данной работе:

– длина (l) полуволны локального искривления ствола скважины:

$$l = 4,49 \cdot \sqrt{\frac{EI}{P}}, \quad (6)$$

– высота (h) локального искривления ствола скважины:

$$h = 15,7 \cdot \frac{q \cdot EI}{P^2}, \quad (7)$$

где EI – жёсткость колонны труб на изгиб, $kH \cdot m^2$;

P – осевая сжимающая сила, kH ;

q – вес 1 м трубы (фильтра), kH/m .

Усреднённый радиус (R) локального искривления может быть рассчитан по формуле:

$$R = \frac{l^2}{2 \cdot h} + \frac{h}{2}, \quad (8)$$

С учётом зависимостей (6) и (7) выражения (8) будет иметь вид:

$$R = 0,642 \cdot \frac{P}{q} + \frac{15,7 \cdot q \cdot EI}{P^2}, \quad (9)$$

Выражая продольную нагрузку P через максимальную длину компоновки фильтра, рассчитанную из условия предупреждения спирального изгиба, получим следующую формулу для расчёта R :

$$R = 0,642 \cdot \mu \cdot L_s + \frac{15,7 \cdot EI}{q_s \cdot L_s^2 \cdot \mu^2}, \quad (10)$$

где L_Φ – максимальная длина компоновки фильтра, m ;

EI_Φ – жёсткость на изгиб корпуса фильтра, $kH \cdot m^2$;

q_Φ – вес 1 м фильтра, kH/m .

Расчёт критических параметров кривизны горизонтального ствола скважины из условия изгиба и потери продольной устойчивости компоновки фильтра диаметром 73 мм, 89 мм, 114 мм показал, что радиус кривизны горизонтального ствола скважины не должен быть меньше 185 м, 242 м и 304 м соответственно.

Исследование упругого взаимодействия компоновки фильтра, оснащённого центраторами, осуществлялось на основе и с использованием методик [6] и программного обеспечения «Наклонно-направленное бурение» (ННБ) [7].

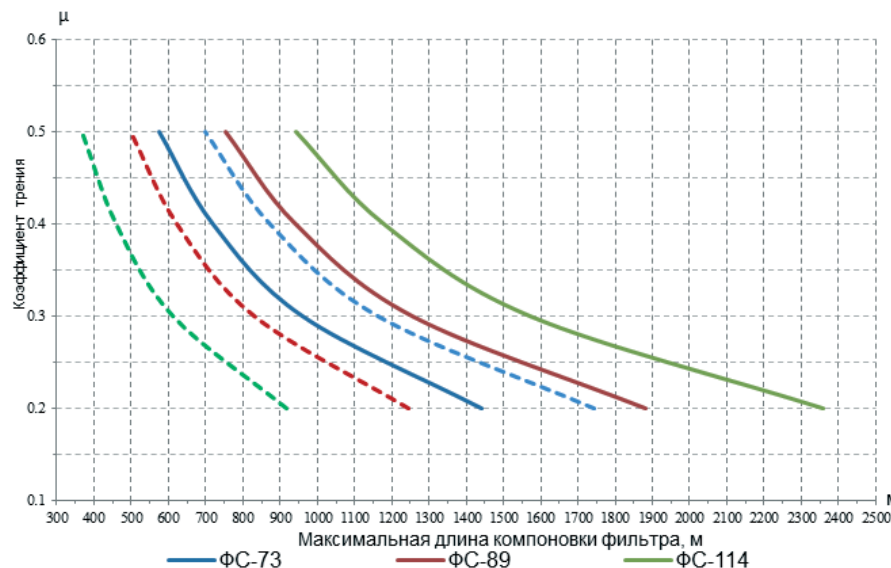


Рис. 1. Зависимость критической длины компоновки фильтра диаметром 73 мм, 89 мм, 114 мм с транспортировочной колонной из бурильных труб диаметром 73 мм (сплошная линия – критическая длина компоновки фильтра; пунктир – максимальная длина компоновки фильтра из условия потери продольной устойчивости транспортировочной колонны труб).

Компоновка фильтров рассматривалась как многоопорная балка, нагруженная продольными и поперечными распределёнными и сосредоточенными силами, расположенная в горизонтальном прямолинейном или искривленном стволе скважины (рисунок 2).

Цель исследования заключается в определении условий, обеспечивающих беспрепятственный спуск фильтра в горизонтальную скважину до проектной глубины и создание, необходимого для гравийной набивки, зазора между стенкой скважины и каркасом фильтра.

Основные задачи исследования заключались в следующем:

- оценка сил действующих на нижнюю часть компоновки фильтра в прямолинейном и искривленном горизонтальном стволе скважины;
- анализ деформации нижней части компоновки фильтра;
- разработка требований к конструкции нижней части фильтра.

На основании результатов расчёта прижимающей силы, действующей на нижний центратор компоновки фильтра, в зависимости от расстояния между центраторами при размещении фильтра в прямолинейном, искривленном по радиусу 300 м горизонтальном стволе скважины, построены графики (рисунок 3).

Как следует из графиков, приведенных на рисунке 3, наиболее жёсткие условия возникают при прохождении компоновки фильтра через восходящий участок горизонтального ствола: прижимающая сила имеет максимальное значение, а, следовательно, сила трения и прогибы участков фильтра между центраторами также будут максимальны. Поэтому дальнейшее исследование будем осуществлять для восходящего участка горизонтального ствола скважины с целью нахождения условий, при которых прижимающая сила, действующая на нижний центратор будет иметь минимальное значение в заданном диапазоне изменения радиуса кривизны ствола скважины. На прижимающую силу на нижнем центраторе определяющее влияние оказывает нижняя секция компоновки фильтра, поэтому проведём исследование влияние данной секции на величину и направление прижимающей силы.

В результате многовариантных расчётов для исследований выбрана компоновка фильтра, включающая

направляющий участок длиной от 2 м до 4 м и нижняя секция длиной 12 м. Результаты расчёта прижимающей силы для указанных вариантов выполнения нижней части компоновки фильтра при различных значениях кривизны скважины иллюстрируются графиками, приведёнными на рисунке 4.

Из приведённых на рисунке 4 графиков следует, что прижимающая сила на нижнем центраторе присутствует во всём заданном диапазоне кривизны ствола скважины. Поэтому задача снижения воздействия направляющей части компоновки фильтра на стенку скважины, а, следовательно, снижение риска недохода фильтра до забоя сводится к минимизации прижимающей силы во всём диапазоне кривизны ствола скважины.

Компоновка фильтра в искривленном стволе скважины по радиусу, не превышающему предельно допустимое значение из условия предупреждения потери продольной устойчивости фильтра, изгибается в пределах упругих деформаций. Поэтому зависимость прижимающей силы от кривизны ствола скважины имеет линейный характер, как это видно из рисунка 4.

В качестве критерия (Ω) оптимизации размеров нижней части компоновки фильтра принимается условие минимума прижимающей силы в диапазоне (i_1-i_2) допустимых значений кривизны ствола скважины, которое в общем виде может быть выражено следующим образом:

$$\Omega = \min \left[\int_{i_1}^{i_2} F_{\text{ПР}}(\Omega_j; i) di \right], \quad (11)$$

где i_1, i_2 – допустимые значения интенсивности искривления ствола скважины;

$F_{\text{ПР}}$ – прижимающая сила;

Ω_j – j-й вариант параметров нижней части компоновки фильтра.

Поскольку нулевую кривизну имеет прямолинейный участок горизонтального ствола скважины, то $i_1 = 0$.

Как было отмечено выше, для упругой системы, к которой относится компоновка фильтра, зависимость прижимающей силы от деформации имеет линейный характер, поэтому критерий (Ω) оптимизации размеров нижней части компоновки фильтра может быть представлен следующим выражением:

$$\Omega = \min \left[\frac{F_{\text{ПР}2}^j - F_{\text{ПР}0}^j}{2} \cdot i_2 + F_{\text{ПР}0}^j \cdot i_2 \right], \quad (12)$$

где $F_{\text{ПР}0}^j; F_{\text{ПР}2}^j$ – прижимающая сила, рассчитанная для j-ой компоновки нижней части фильтра для прямолинейного и искривленного ствола скважины соответственно.

При выполнении данного критерия обеспечиваются наилучшие условия прохождения компоновки фильтра через искривленные интервалы ствола, которые характеризуются минимальным воздействием нижнего (направляющего) центратора на стенку скважины, что, соответственно, минимизирует риски потери

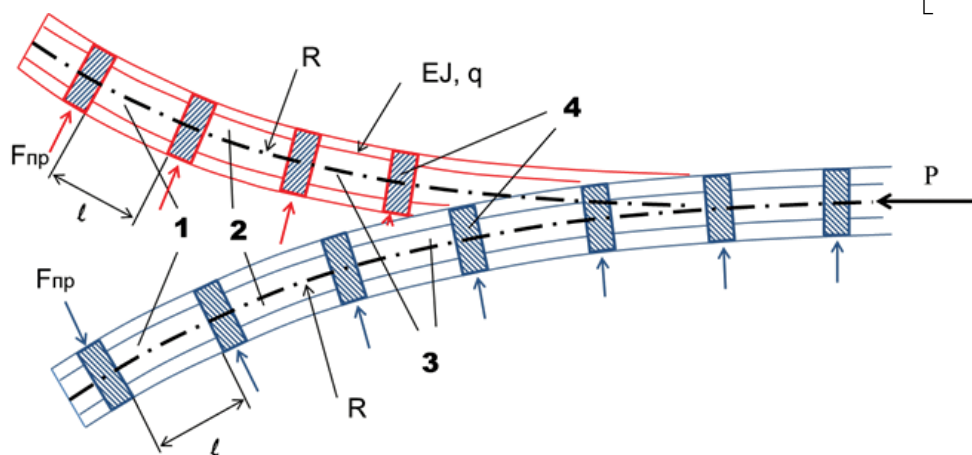


Рис. 2. Расчётная схема компоновки фильтра с центраторами (1 – направляющая секция; 2 – нижняя секция; 3 – верхние секции; 4 – центратор).

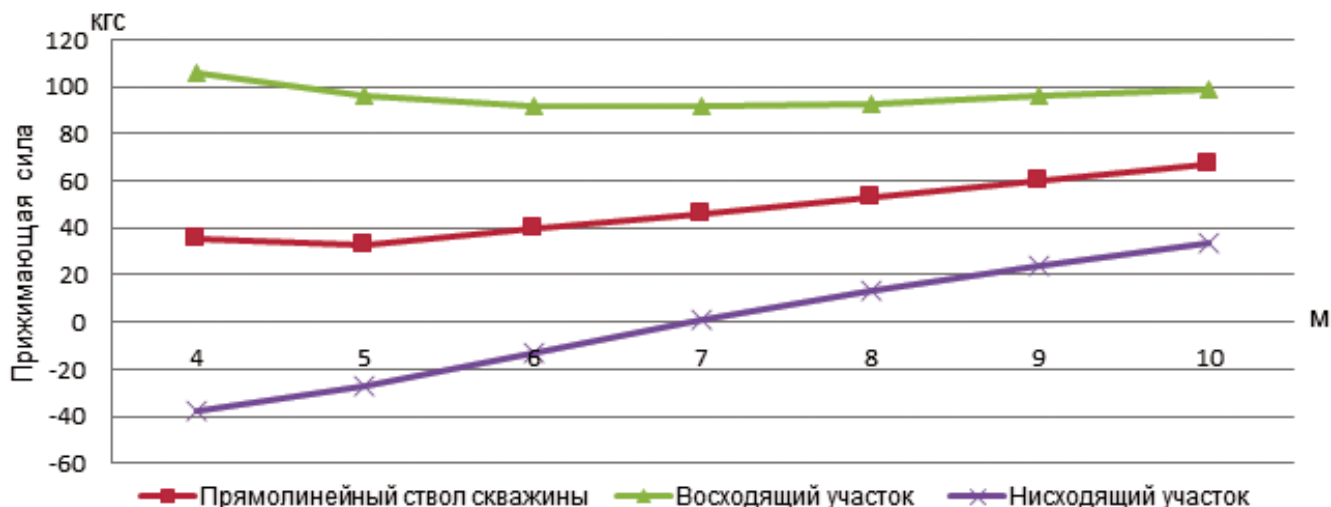


Рис. 3. Прижимающая сила на нижнем центраторе компоновки фильтра.

подвижности фильтра в интервалах ствола с дефектами в виде уступов или резких искривлений скважины.

Как уже отмечалось, для исследования, с целью снижения жёсткости на изгиб нижней части фильтра, длина секции, расположенной над направляющим участком, принята равной 12 м. Однако при этом вследствие деформации данной секции фильтра уменьшается зазор между корпусом фильтра и стенкой скважины, что приведёт к соответствующему уменьшению толщины гравийного фильтра в данном интервале на 30 мм (рисунок 5).

В целях обеспечения оптимального для гравийного фильтра зазора между корпусом фильтра и стволом скважины целесообразно над направляющей секцией фильтра размещать гибкое звено, выполненное, например, в виде одной секции фильтра меньшего диаметра.

Выводы

1. Обосновано условие совместимости бурильных труб и фильтра-каркаса, при котором обеспечивается продольная устойчивость транспортировочной бурильной

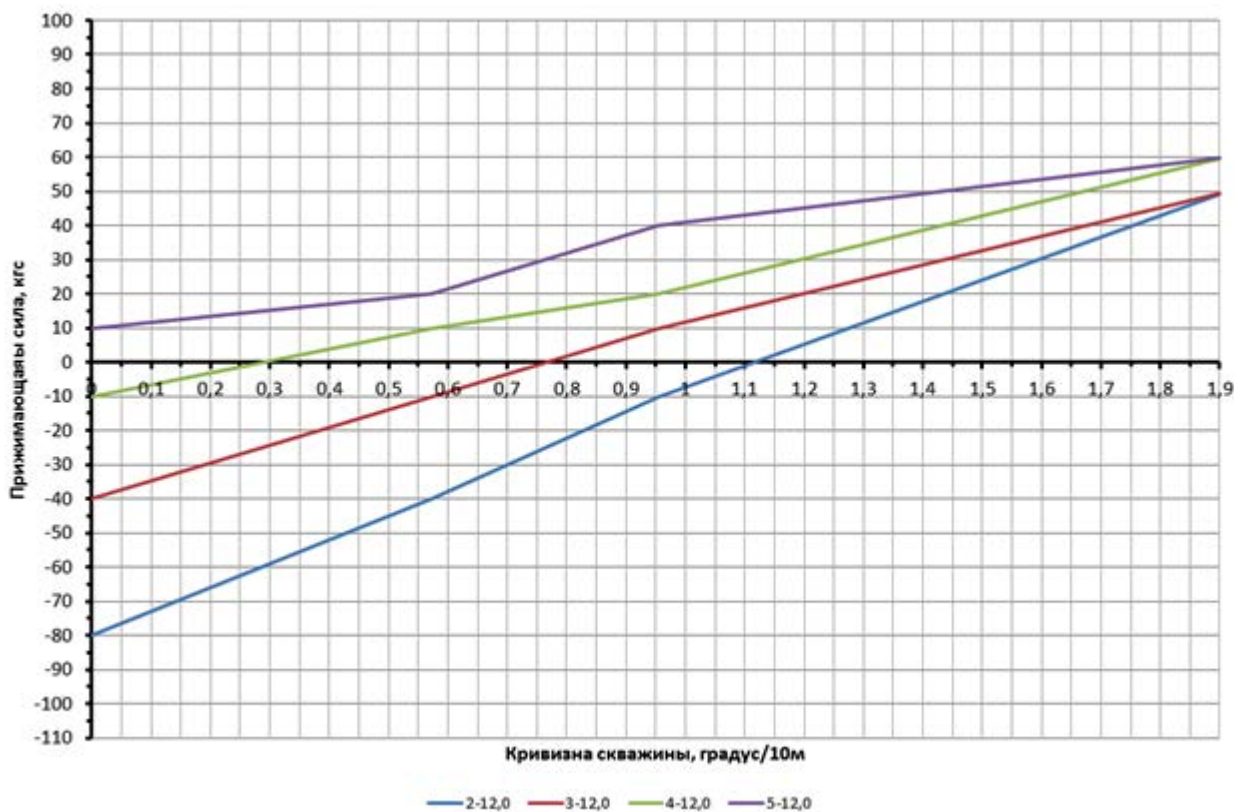
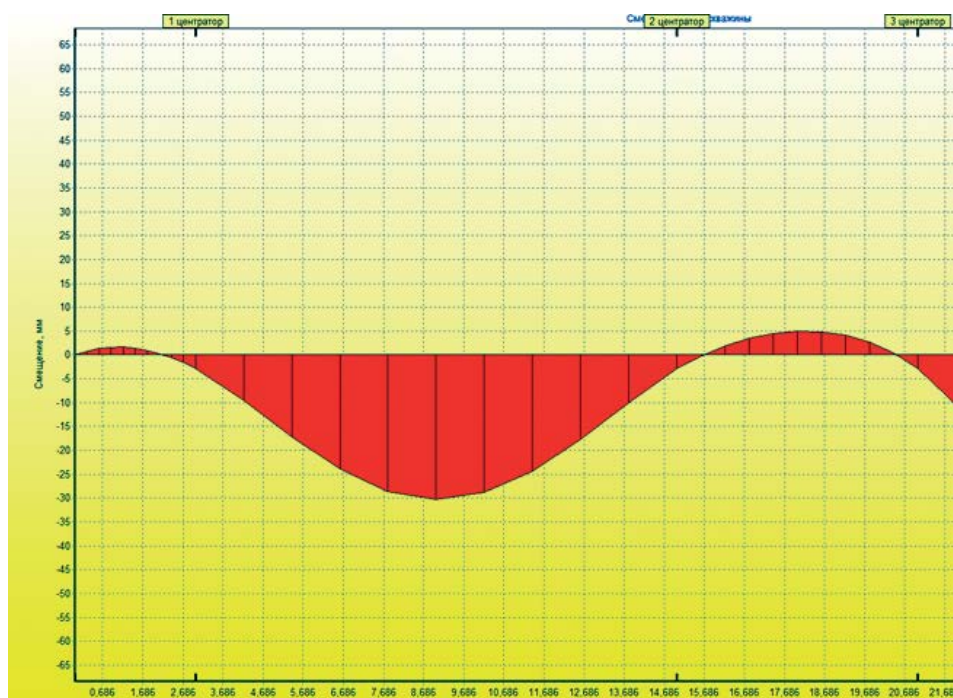


Рис. 4. Зависимости прижимающей силы от кривизны ствола скважины для компоновки фильтра диаметром 114 мм.



колонны при спуске компоновки фильтра в горизонтальный ствол скважины.

2. Определены критические параметры кривизны горизонтального ствола скважины, при которых компоновка фильтра в процессе спуска теряет продольную устойчивость.

3. Разработан и обоснован критерий оптимизации размеров нижней части компоновки фильтра, при котором обеспечивается минимум прижимающей силы при спуске фильтра в скважину.

Рис. 5. Форма упругой оси нижней части фильтра в восходящем участке горизонтального ствола скважины с радиусом 300 м.

ЛИТЕРАТУРА

1. Cheni Y.C., Cheatham J.B. Wall Contact Forces on Helically Buckled Tubulars in Inclined Wells. Transactions of the ASME, v. 112, June 1990
2. Cheni Y.C., Yu-Che, Lin, Yu-Hsu, and Cheatham J.B. Tubing and Casing Buckling in Horizontal Wells. JPT, F. 1990
3. Paslay P.R. and Bogy D.B. The Stability of a Circular Rod Laterally Constrained to be in Contact with an Inclined Circular Cylinder. J. Appl. Mechanics. 3, 1964
4. Гаврилко В.М., Алексеев В.С. Фильтры буровых скважин. – М.: Недра, 1991. – 276 с.
5. Барский И.Л., Глушич В.Г., Повалихин А.С., Козлов А.В. Продольный изгиб буровой колонны и выбор траектории бурения горизонтального ствола. // Бурение. – М.: ООО «Бурнефть», 2001.- №6 – с. 14-17.
6. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков С.Н., Солодкий К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 647 с.
7. Повалихин А.С., Оганов А.С. Программное обеспечение технологического процесса строительства горизонтальных и наклонных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 1994. – №3. – с. 15-16.

REFERENCES

1. Cheni Y.C., Cheatham J.B. Wall Contact Forces on Helically Buckled Tubulars in Inclined Wells. Transactions of the ASME, v. 112, June 1990.
2. Cheni Y.C., Yu-Che, Lin, Yu-Hsu, and Cheatham J.B. Tubing and Casing Buckling in Horizontal Wells. JPT, F. 1990.
3. Paslay P.R. and Bogy D.B. The Stability of a Circular Rod Laterally Constrained to be in Contact with an Inclined Circular Cylinder. J. Appl. Mechanics. 3, 1964.
4. Gavrilko V.M., Alekseev V.S. Fil'try burovyyh skvazhin. – M.: Nedra, 1991. – 276 p.
5. Barskij I.L., Glushich V.G., Povalihin A.S., Kozlov A.V. Prodol'nyj izgib buril'noj kolonny i vybor traektorii bureniya gorizontalnogo stvola. // Burenie. – M.: LLC «Burneft'», 2001.- №6 – p. 14-17.
6. Povalihin A.S., Kalinin A.G., Bastrikov S.N., Solodkij K.M. Burenie naklonnyh, gorizontalnyh i mnogozabojnyh skvazhin. – M.: CentrLitNefteGaz, 2011. – 647 p.
7. Povalihin A.S., Oganov A.S. Programmnoe obespechenie tekhnologicheskogo processa stroitel'stva gorizontalnyh i naklonnyh skvazhin // Stroitel'stvo neftnyah i gazovyh skvazhin na sushe i na more. – M.: PJSC «VNIIOEHNG», – 1994. – №3 – p. 15-16.

УДК 622.241.7

Экспериментальная установка для исследования естественного искривления скважин в условиях, приближенных к реальным

Р.А. Ганджумян – канд. тех. наук, профессор

(МГРИ-РГГРУ)

Основными причинами искривления ствола вертикальной скважины являются:

- геологические (анизотропность горных пород, переменяемость горных пород с различной твердостью, угол наклона пластов, тектонические нарушения, слоистость, сланцеватость и трещиноватость, устойчивость горных пород);

- технические (эксцентричное соединение элементов КНБК, наличие изгиба, овальность утяжелённых бурильных труб, радиальный люфт вала забойного двигателя, повреждения долота, абразивный износ опорно-центрирующих элементов);

- технологические (продольный изгиб КНБК, режим промывки, способствующий размыву стенки скважины и снижению её устойчивости, геометрия направляющего участка ствола скважины, нарушение режима бурения).

В условиях комплексного влияния геолого-технических факторов на проводку скважины обеспечение вертикальности её ствола является сложной задачей, требующей применения специальных технологий и сложных технических средств.

Исследование процесса естественного искривления скважин (ЕИС) связано с учётом большого числа факторов случайного характера, которые не поддаются обычным теоретическим методам исследований [1, 2]. Все известные исследования, основанные на последовательном изучении парных связей, например, глубины и зенитного угла, не дают достаточно обоснованного ответа о степени их влияния на параметры искривления, поскольку при рассмотрении парных зависимостей не учитывается совместное влияние нескольких факторов и их взаимное влияние. Кроме того, степень влияния на результативный признак одного фактора часто меняется при изменении значения других. В силу этого возникает необходимость исследования влияния каждого отдельного фактора, всех факторов и их различных взаимодействий на интенсивность искривления ствола с целью выбора основных факторов и оптимизации параметров процесса направленного бурения скважин.

Исследования ЕИС в процессе бурения скважины весьма сложны и не всегда доступны. Во многих случаях в процессе бурения не удается провести достаточное количество опытов для получения достоверных данных,

а такой наблюдаемый объект, как геологический разрез скважины, непрерывно изменяется, и мы не можем полностью познать его во всех интересующих нас деталях.

На рисунке представлена схема лабораторной экспериментальной установки для исследования процесса формирования ствола скважины и параметров его искривления в зависимости от воздействия различных факторов в условиях разбуривания анизотропных и изотропных горных пород при вращающейся бурильной колонне. При этом сохранена классическая схема разрушения и выноса горной породы.

Диаметр породоразрушающих инструментов и бурильных труб уменьшены по сравнению с натурными размерами, что сокращает расход материалов и упрощает изготовление. При моделировании породоразрушающих инструментов и бурильных колонн соблюдено геометрическое подобие природы и модели, выполнено подобие процесса разрушения горной породы согласно методике, изложенной в работе [2].

Модели породоразрушающих инструментов (спиральных и лопатных долот) армированы твердым сплавом (релит ТЗ, стеллит В2К или зернообразная смесь – вокар), а модели бурильной колонны изготовлены из дюралюминиевых и стальных полых трубок.

Установка оборудована приборами для контроля осевой нагрузки, частоты вращения бурильной колонны, крутящего момента и механической скорости бурения.

Для определения положения скважины в пространстве – зенитных и азимутальных углов – предусмотрено следующее: в донную часть рамы, непосредственно под моделью, устанавливается плоский лист из какого-либо легкоразбуриваемого материала (эбонита, плексигласа и др.). Скважина, пройдя весь разрез, должна вскрыть и слой этого материала. После окончания бурения всех скважин (их число достигает 4-5) на одном из заданных вариантов разреза их заливают свинцом. Полученные слитки наглядно представляют истинный профиль ствола скважины и степень его разработки. Затем, их ориентируют с «нулевыми» (заданными) отметками и отметками на плоском листе, т.е., с отметками конечной глубины скважины.

Экспериментальные исследования предусматривается проводить при частотах вращения 100, 200, 300, 400, 500

и 600 об/мин и осевых нагрузках на породоразрушающий инструмент от 0 (холостое вращение), 25, 50, 75 и 100 Н. Кроме того, в отдельных опытах может применяться плавный набор или снижение частоты вращения и нагрузки в требуемых диапазонах.

Разбуривание горных пород высотой 2 м ведется с дополнительной нагрузкой за счёт силы тяжести самой колонны, квадратной штанги и вертлюга. При этом бурильная колонна работает в сжатом состоянии. Нагрузка на породоразрушающий инструмент при разбуривании блоков горных пород высотой 6 м осуществляется за счёт использования в сжатой части колонны труб, утяжеленных свинцом.

Установка включает устьевую часть, систему (пакет) блоков разбуриваемой горной породы, имитирующих геологический разрез скважины, и блок очистки скважины от выбуренной породы.

В устьевую часть входят: плавно регулируемый электродвигатель для привода вращателя, массивный вертлюг, оснащенный для большей жесткости двумя направляющими, неподвижные блоки, утяжеленная квадратная штанга, герметизатор устья. Вертлюг и квадратная штанга создают осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент. Электродвигатель, неподвижные блоки и направляющие с помощью рамных конструкций жестко закрепляются.

Модель геологического разреза создается блоками горных пород с различными физико-механическими свойствами (каменная соль, глина, гипс, мел и др.) и может иметь высоту 2 м и 6 м. Вся система пропластков горных пород устанавливается в съёмной раме под любым заданным углом к горизонтали и закрепляется траверсами, которые затягиваются до отказа.

Блок очистки ствола от выбуренной породы состоит из промывочного насоса или компрессора, циркуляционных трубок и циркуляционного бака.

При помощи указателя можно с большой точностью регулировать осевую нагрузку и обеспечивать плавную

подачу. Частота вращения породоразрушающего инструмента регулируется лабораторным автотрансформатором и измеряется тахометром.

В процессе проведения исследований может изменяться средневзвешенный (по частоте вращения) коэффициент трения скольжения, что достигается применением различных вариантов очистки забоя: промывкой водой, полимерной жидкостью и продувкой.

Техническая характеристика лабораторной установки:

- Диаметр породоразрушающих инструментов (мм): 8,5; 9,1; 11,1; 11,8; 14,0; 18,0; 25,2; 27,4; 30,0; 33,5; 35,3.

- Диаметр бурильных колонн (мм):

- наружный – 6,0; 18,0;
 - внутренний – 4,0; 14,4.

- Отношение диаметра породоразрушающего инструмента к длине бурильной колонны – $1,4 \times 10^{-3}$ – $2,3 \times 10^{-3}$;

- Тип приводного электродвигателя – короткозамкнутый управляемый:

- мощность 160 Вт

- частота вращения 0-600 об/мин

- вращающий момент 0,8 Нм

С помощью описанной установки можно проводить широкий круг исследований, позволяющих оценить влияние геологических, технических и технологических факторов (в т.ч. и направления вращения бурильной колонны) на параметры искривления, выбрать критерии оптимизации для направленного бурения естественно искривленных скважин.

Выводы

1. Лабораторная установка без больших погрешностей характеризует реальные условия разрушения горных пород и позволяет детально исследовать сложные процессы на забое и скважине.

2. В отличие от существующих экспериментальных установок и стендов данная конструкция наиболее близко имитирует условия работы бурильных колонн и разрушения горных пород в реальной скважине.

ЛИТЕРАТУРА

1. Калинин А.Г. Искривление скважин. М.: «Недра», 1974. – 304 с.
2. Калинин А.Г., Кульчицкий В.В. Естественное и искусственное искривление скважин. М.: РГУ Нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – 640 с.
3. Герзберг Ю.М., Середя Н.Г. О моделировании долот режуще-истирающего типа. «Иzv. Вузов» - «Нефть и газ». - Баку: Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова, 1969. - №7 - с. 25-29.

REFERENCES

1. Kalinin A.G. Iskrivlenie skvazhin. M.: «Nedra», 1974. – 304 p.
2. Kalinin A.G., Kul'chickij V.V. Estestvennoe i iskusstvennoe iskrivlenie skvazhin. M.: RGU Nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2006. – 640 p.
3. Gerzhberg YU.M., Sereda N.G. O modelirovanii dolot rezhushche-istirayushchego tipa. «Izv. Vuzov» - «Neft' i gaz». - Baku: Azerbajdzhanskij institut nefti i himii im. M. Azizbekova, 1969. - №7 - p. 25-29.

УДК 622.276

Перспективы закачки низко-минерализованной воды для оптимизации заводнения с целью повышения нефтеотдачи в дельте реки Нигера (Нигерия)

¹Бэссеи Инико Экенг – аспирант;

¹Д.Г. Антониади – доктор техн. наук, профессор, директор;

¹О.В. Савенок – доктор техн. наук, профессор;

¹Нвизуг-Би Лейи Ключерт – аспирант;

²Ю.Н. Мойса – канд. хим. наук, директор

(¹Кубанский государственный технологический университет;

²ООО «НПО» ХИМБУРНЕФТЬ»)

Технология заводнения на нефтяном месторождении в дельте реки Нигера применялась в течение многих лет. Влияние состава нагнетаемой воды на эффективность вытеснения нефти не учитывалось при проектировании заводнения коллектора в прошлом. Предупреждение повреждения пласта путём предотвращения взаимодействия между нагнетаемой минерализованной водой и пластовым флюидом является основной целью проекта. Авторы работы [1] пришли к выводу, что оптимизация добычи нефти при заводнении требует изменения состава нагнетаемой воды. В работах [2, 3] отмечается, что уменьшение минерализации нагнетаемой воды приводит к улучшению нефтеотдачи.

Низкоминерализованное заводнение (НМЗ) является развивающимся методом повышения нефтеотдачи. Исследования [4] на керне показали улучшение эффективности нефтеотдачи на 5-38% и снижение остаточной нефтенасыщенности на 3-5% в результате НМЗ.

Автор публикации [5] провел сравнение между заводнением морской водой и заводнением деионизированной водой и продемонстрировал, что использование деионизационной воды привело к значительному улучшению извлечения нефти по сравнению с морской водой.

НМЗ предполагает закачку воды с меньшей соленостью, чем начальная соленость пластовой воды. Присутствие глины в коллекторе вместе с реликтовой водой может вызвать реакции между нагнетаемой водой и пластовой водой, а также с поверхностью глины. Считается, что эти реакции запускают ионный обмен между ионами нагнетаемой и пластовой водой, что способствует снижению остаточной нефтенасыщенности и повышению нефтеотдачи.

Автор [2] установил, что миграция частиц во время НМЗ керна из песчаника Berea является основным механизмом, ответственным за улучшение нефтеотдачи.

Они указали, что обнажение поверхности горной породы в результате миграции частиц является механизмом изменения смачиваемости системы. С другой стороны, при заводнении водой с высокой соленостью нет реакции с глиной, и частицы горной породы сохраняют свое состояние смачиваемости. Сообщалось также об отрыве глинистых частиц от поверхности горной породы и снижении проницаемости, связанной с низкоминерализованным заводнением (менее 1,55 г/л) [2, 6]. Авторы отметили значительное изменение проницаемости системы при рН выше 9, что указывает на повреждение пласта, вызванное миграцией мелких частиц глины. Авторы работы [7] указывают, что катионообменная способность (СЕС) глинистых песчаников играет важную роль при миграции мелких частиц. В работе [8] пришли к выводу, что уменьшение проницаемости свиты при заводнении песчаника в основном связано с катионообменной способностью. [8 и 9] указали, что снижение проницаемости будет происходить, если ионная сила нагнетаемой воды равна или меньше критической концентрации флокуляции (СFC). СFC сильно зависит от относительной концентрации двухвалентных катионов, таких как Ca^{2+} и Mg^{2+} . Двухвалентные катионы понижают дзета-потенциал, что приводит к снижению силы отталкивания и стабилизации глины. Авторы [2] указали, что НМЗ может привести к миграции мелких частиц. С другой стороны, компания BP сообщила о ряде экспериментов по исследованию керна с использованием технологии LoSal™EOR, продемонстрировав улучшенную добычу нефти без уменьшения миграции или снижения проницаемости. В некоторых лабораторных исследованиях указывается повышение рН производимой воды [10].

Авторы [11] провели эксперименты на обнажениях и пластовых песчаниках, чтобы сравнить вторичное и третичное извлечение нефти при НМЗ. Выполнялись как однофазные, так и двухфазные эксперименты, и

постоянно контролировались перепад давления и pH. Однофазное заводнение привело к повышению pH от 7,7 до 8,8 при НМЗ, а при некоторых заводнениях наблюдалось образование мелких частиц глины. Считалось, что повышенная нефтеотдача совпадает с уменьшением солености и повышением pH на обнажениях Береи. Подобные значения pH не наблюдались в течение LSW в песчанике коллекторе. В каждом типе горных пород и нефтяной комбинации вторичные эксперименты дали больше нефти, чем третичные эксперименты. Повышенная нефтеотдача от вторичного заводнения изменилось от 6% до 22% по сравнению с третичной нефтеотдачей. Исследования [5] выявили аналогичные тенденции во время заводнения на образцах ядра Береа с различными солевыми растворами из месторождения ближнего востока. Во всех случаях нагнетаемая вода с наименьшей соленостью давал самую высокую нефтеотдачу в режиме вторичной нефтеотдачи. Причина этого заключалась в том, что катионный обмен уменьшает силы притяжения между сырой нефтью и поверхностью горной породы, изменяя заряд поверхности горной породы.

В целом в литературе механизмы, связанные с НМЗ, до конца не изучены. Вместе с тем был представлен ряд различных предложенных объяснений. Предлагается обзор наиболее правдоподобных объяснений.

1. Многокомпонентный ионный обмен

Многокомпонентный ионный обмен (МИЕ) представляет собой теорию, основанную на химических исследованиях взаимодействия между пластовой и нагнетаемой водой. В песчаном коллекторе, особенно в смачиваемой нефтью, содержатся частицы глины с отрицательным зарядом. В таких коллекторах нефть удерживается на поверхности отрицательно заряженных частиц глины, в основном, за счёт двухвалентных катионов, таких как Ca^{2+} и Mg^{2+} , положительно заряженные ионы, которые могут образовывать две связи с другими ионами. В результате нефть в этих пластах может образовывать сложные органические полярные соединения.

Свободные катионы от нагнетаемой воды могут реагировать с двухвалентными ионами в диффузных слоях. Например, может быть свободный обмен ионов Na^{+} с двухвалентными ионами, такими как Mg^{2+} и Ca^{2+} , что таким образом, высвобождает нефть, застрявшую в адсорбированном слое, как показано на рисунке 1.

2. Изменение pH

Большинство сопутствующих вод в коллекторах считаются кислыми из-за растворенного CO_2 , H_2S и имеет pH около 5-6. Эта среда с низким значением pH повышает адсорбцию как кислотных, так и основных компонентов на глинистой поверхности [14]. Предполагается, что из-за присутствия CO_2 pH до 10 маловероятно в большинстве нефтяных коллекторах (таблица 1).

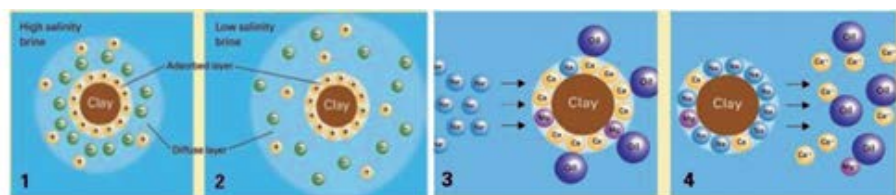
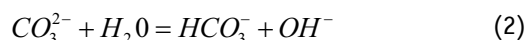
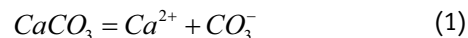


Рис. 1. Схема концепция двойного слоя [12].

Локальное повышение pH вблизи глинистой поверхности наблюдалось в нескольких лабораторных экспериментах LSW [10, 14]. Авторы [10] предположили, что это связано с двумя одновременными реакциями. Растворение карбонатов, приводящее к избытку OH^{-} , и катионный обмен между глинистыми минералами и вторжением воды.



3. Миграция мелких частиц.

Образование мелких частиц наблюдалось несколько раз в песчаниках в сочетании с низкоминерализованным заводнением (LSW), и причина этого явления широко обсуждалась в литературе и рассматривалась как одна из причин эффекта низкоминерализации (LSE).

Авторами работы [2] наблюдалось формирование мелких частиц при LSW песчаника CS. При LSW наблюдалось значительное уменьшение проницаемости. Предполагалось, что это происходит из-за миграции мелких частиц, блокирующих некоторые из доступных пористых пространств. Они также пришли к выводу, что возможность миграции мелкой фракции была необходима, поскольку LSE была ликвидирована во время обжига окисления ядра песчаника Berea, и заводнение этого ядра привело к увеличению нефтеотдачи. Далее в работе [2] подробно обсуждалась теория миграции мелких частиц. Авторы предположили, что закачка низкоминерализованной воды приводит к мобилизации захваченной нефти в результате миграции мелких частиц. Это показано в рисунке 2. Однако считалось, что на количество дополнительной нефти, сильно повлияло, взаимодействие COBR (core-oil-brine relation). Если, например, образец ядра был на 100% насыщен нефтью, так что не было никакой связанной воды, никакого дополнительного извлечения нефти не наблюдалось во время LSW.

Все предложенные механизмы приводят к изменению смачиваемости в сторону более влажных условий. Это, в основном, результат химической реакции, протекающей между поверхностью глины нагнетаемой и пластовой водой. Эти реакции могут снизить остаточную нефтенасыщенность и повысить нефтеотдачу путем мобилизации захваченной нефти. Снижение остаточной нефти зависит от начальных свойств пласта, и сильно зависит от количества глины в коллекторах и от присутствия и солености пластовой воды.

Описание экспериментов

1. Аппаратура и материалы

Во всех экспериментах авторы использовали сырую нефть из исследуемого пласта «X» (таблица 2). Нефть фильтровали через фильтровальную бумагу 5,0 л (с вакуумным насосом) для удаления любых возможных твердых частиц. Градуировка диаграмм в единицах и вязкость нефти составляют 34 сП и 3,08 сП, измеренные при комнатной температуре (25 °C) соответственно.

Для определения оптимальной минерализации нефтеотдачи рассматриваемого коллектора использовали пластовые воды (SE-3) с минерализацией 104 г/л, 396 г/л,



Рис. 2. Мобилизация захваченной нефти за счет миграции мелких частиц [2].

Таблица 1. Анализ проб воды.

Тип воды	Ca ⁺⁺	K	Mg ⁺⁺	Na ⁺	Fe ³⁺	HCO ₃	Cl	SO ₄	TDS солёности (г/л)
SE-W1	10,399	–	2,029	35,089	–	415	101,88	366	150,178
SE-W2	600	–	1,769	10,996		240	18,074	2,417	35,091
SE-W3 (ПВ)	10,972	–	1,631	26,774	–	351	64,366	302	104,396

Таблица 2. Физико-химические свойства сырой нефти.

Физических свойства	Значение
Плотность (внешние условия), кг/м ³	866,5
Вязкость (внешние условия), мПа·с	3,4
Основные осадки и вода, Vol%	0,5
Молекулярный вес, г/моль,	215
Химические свойства	вес %
Насыщенность	48,4
Ароматика	33,5
Смоли	13,2
Асфальтены	4,9

двух симулированные рассолы - SE-W1 (150 г/л, 178 г/л) и морскую воду (SE-W2) при 35,091 г/л. Использованные воды разбавляли до половины (50%) их первоначальной солёности 5,0 г/л и 2,0 г/л соответственно. Затем

эти различные солёные воды использовали для вытеснения нефти в выбранных образцах керна.

2. Образцы керна

Тринадцать образцов керна с разных глубин скважин были отобраны для минералогического анализа с использованием рентгеновской дифракции (рентгеновский дифрактометр Philips модель PW/1840). Результаты анализа показали, что в скважине P12 не было изменений минералогии, как представлено в таблице 3. Для определения оптимальной минерализации были проведены исследования при заводнении образцов керна.

Характеристика образцов для исследований представлена в таблице 3.

Все образцы керна были расположены в случайном порядке с общей средней проницаемостью, равной средней проницаемости скважины P12 (18 мД и длине 31 см). Керны песчаника, используемые для испытаний, выдерживались в нефти 14 дней, чтобы восстановить их первоначальную смачиваемость.

В качестве олеиновой фазы во всех экспериментах использовался конкретный образец нефти из интересующего месторождения дельты Нигера, и между различными вытеснением выполнялись стандартные процедуры очистки.

Сырая нефть, используемая для экспериментов, характеризовалась сначала измерением pH, проводимости (S/M), вязкости (мПа) и плотности (г/см). В таблице 2 приведены физические и химические характеристики нефти, использованной в исследовании.

3. Проведение исследований

В данном исследовании было проведено три типа экспериментов по вытеснению нефти водой с различной минерализацией для сравнения их эффективности вытеснения нефти из керновых образцов.

Эксперименты включали следующие этапы.

1. Образцы были полностью насыщены солевым раствором в термобарических условиях пласта для определения пористости.

2. Определялся объём порового пространства и абсолютная проницаемость по закону Дарси.

3. Образцы керна насыщались нефтью.

4. Нефть из образцов керна вытеснялась солёной водой.

5. Определение остаточной нефтенасыщенности образцов керна.

Все эти эксперименты проводились в одних и тех же условиях: скорость откачки 1 см/с, давление 26 МПа, температура 88 °С.

Таблица 3. Характеристики образцов кернa.

Образец	Диаметр кернa (см)	Длина кернa (см)	Пористость (%)	Проницаемость (мД)	Объём порового пространства (мл)	Начальная водонасыщенность
1	3,2	6,0	18	54	129,7	22
2	3,2	6,0	12,5	1	28,48	19
3	3,2	6,0	14	12	30,33	24
4	3,2	6,0	16	14	32,33	23
5	3,2	6,0	16	54	129,7	22
6	3,2	6,0	17	34	28,48	19
7	3,2	6,0	16	25	30,33	24
8	3,2	6,0	18,3	18	32,33	23
9	3,2	6,0	17	18	32,33	20
10	3,2	6,0	18	18	32,33	22

При проведении экспериментов по заводнению были соблюдены существующие отраслевые процедуры. На рис. 3 показана схема экспериментальной установки, которая использовалась для испытаний.

Задачи испытаний состояли в том, чтобы определить влияние минерализации закачиваемой воды на динамическое эффективность вытеснения нефти водой в некоторых образцах кернa песчаника из коллектора месторождения в дельте реки Нигера (Нигерия).

Первый эксперимент состоял в том, чтобы оценить эффект различных типов воды и их минерализации на нефтеотдачу и определить оптимальную систему НМЗ. Результаты экспериментов представлены на рисунке 4.

Рисунок 4 показывает, что самая высокая нефтеотдача 75,2% от начального содержания нефти в керне была получена при разбавлении морской воды (SE-W2) от 35,091 г/л на 5,0 г/л. Дальнейшее снижение минерализации нагнетаемой воды от 5,0 г/л до 1,0 г/л не улучшило эффективность процесса вытеснения, а привело к снижению общей добычи нефти.

Результаты вторых экспериментов, посвященных оценке влияния различных концентраций NaCl нагнетаемой и пластовой воды на нефтеотдачу, приведены в таблице 4.

Графики извлечения нефти в конце фильтрации 3-х объёмов порового прокачки с различными концентрациями NaCl, пластовой воды (ПВ) и разбавленной показаны

на рисунке 5. Интересная тенденция наблюдается при уменьшении концентрации рассола NaCl с 5,0 г/л до 1,5 г/л, где вторичная добыча нефти на конце 3-х объёмов порового прокачки повышается с 76,32% до 81,34%, отмечая увеличение добычи нефти на 5,02%, в отличие от данных авторов: 2% до 8% - Gamage & Secrets [11] и 10,4% – Yogesh Kumar [15].

Установлено, что нефтеотдача снижается с 81,34% до 73,22% при уменьшении концентрации рассола по NaCl от 1,5 г/л до 0,5 г/л. Эта тенденция показывает, что оптимальная концентрация нагнетаемой воды по NaCl, составляет 1,5 г/л – 1,0 г/л.

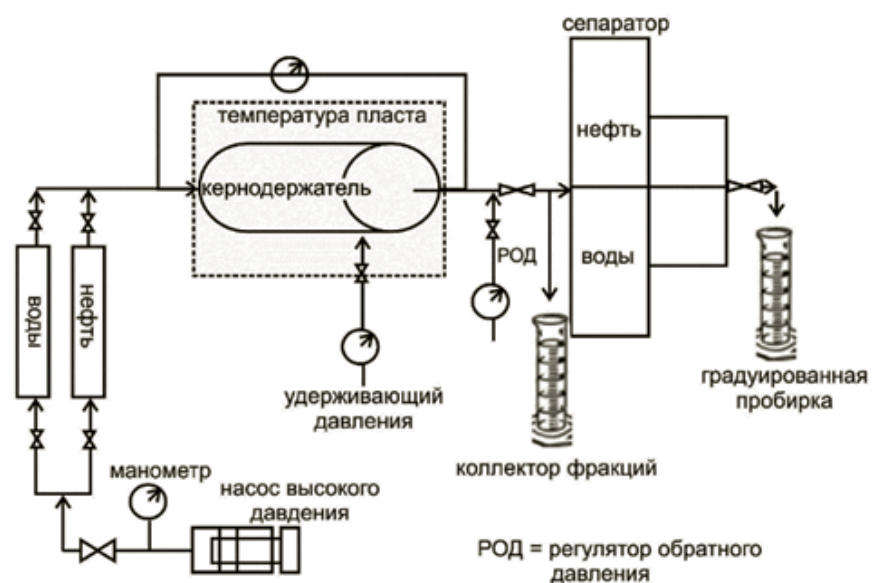


Рис. 3. Схема оборудования для лабораторного моделирования вытеснения нефти водой из кернa.

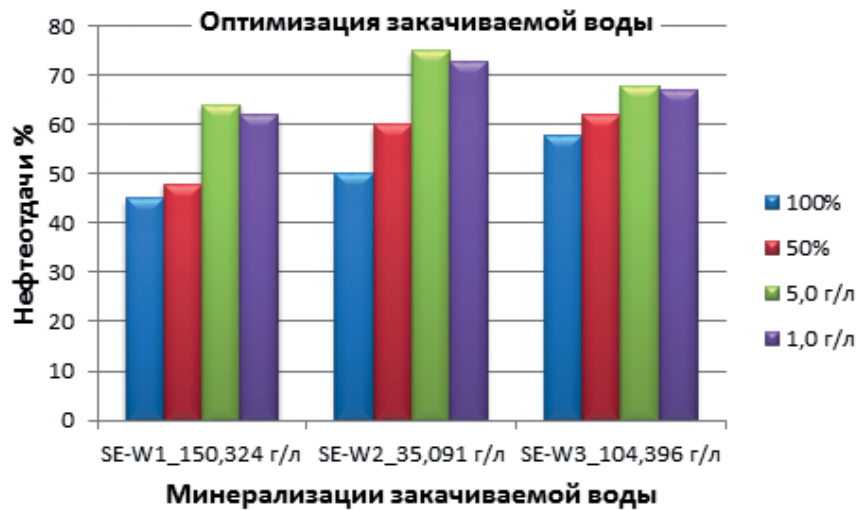


Рис. 4. Влияние минерализации закачиваемой воды на добычу нефти.

Таблица 4. Результаты экспериментов.

Run No	Тип соли	Концентрация, г/л	Пористость, %	Насыщенность нагнетаемой водой, %	Объем порового пространства (мл)	Нефтеотдача, %
1	NaCl	0,5	24,54	20,11	79,8	73,33
2	NaCl	1,0	24,42	8,72	80,2	78,22
3	NaCl	1,5	24,47	7,80	80,1	81,34
4	NaCl	5,0	24,37	15,85	80,3	76,32
5	NaCl	10,0	24,42	9,88	80,33	75,11
6	NaCl	35,0	24,81	9,11	79,6	74,87
7	NaCl	150,0	24,21	9,55	80,1	72,08
8	NaCl	200,0	24,65	9,46	79,75	68,00
9	Пластовая вода	104,0	24,66	9,25	80,0	75,81
10	Разбавленная пластовая вода	1,5	24,06	12,01	77,0	73,14

Сравнение 1,5 г/л NaCl с разведенной пластовой воды при 1,5 г/л рассола.

На рисунке 6 представлено сравнение процентной нефтеотдачи для разбавленной пластовой воды (1,5 г/л) и рассола NaCl (1,5 г/л). Общая процентная доля нефтеотдачи с 1,5 г/л рассолом NaCl при 3-х объемах порового пространства составляет 81,34%, что превышает нефтеотдачу (73,14%) для разбавленной пластовой воды.

Таким образом, нефтеотдача для рассола воды с NaCl на 5,2% выше, чем для разбавленной пластовой воды. Эта кривая показывает эффективность чистого рассола NaCl рассолом над разбавленной пластовой водой.

Следовательно, увеличение нефтеотдачи путем закачки низкоминерализованной воды также зависит от состава

катионов одно и двух валентных материалов (Na⁺, K⁺, Ca²⁺, Mg²⁺, Al³⁺), а не только от общей минерализации.

Выводы

1. Эксперименты показали, что солёность 5,0 г/л представляется оптимальной минерализацией при использовании многоионных солевых вод, тогда как минерализация 1,5 г/л NaCl является наиболее эффективной для вторичного нефтеизвлечения.

2. Эффективная добыча нефти возрастает при снижении минерализации воды NaCl с 5,0 г/л до 1,5 г/л и уменьшается при уменьшении солёности до 0,5 г/л.

3. Оптимальная солёность нагнетаемой воды для повышения нефтеотдачи исследуемого коллектора составляет 1,5 г/л NaCl.

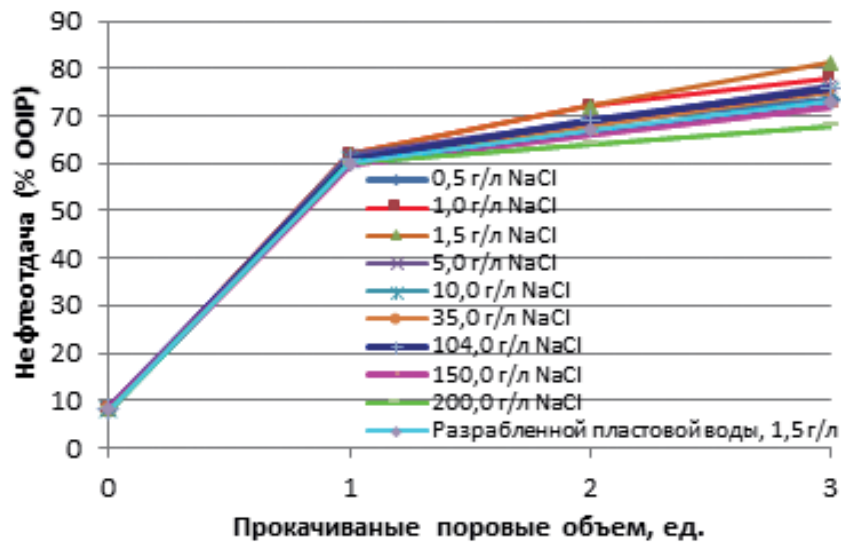


Рис. 5. Нефтеотдача при различной концентрации NaCl нагнетаемой воды.

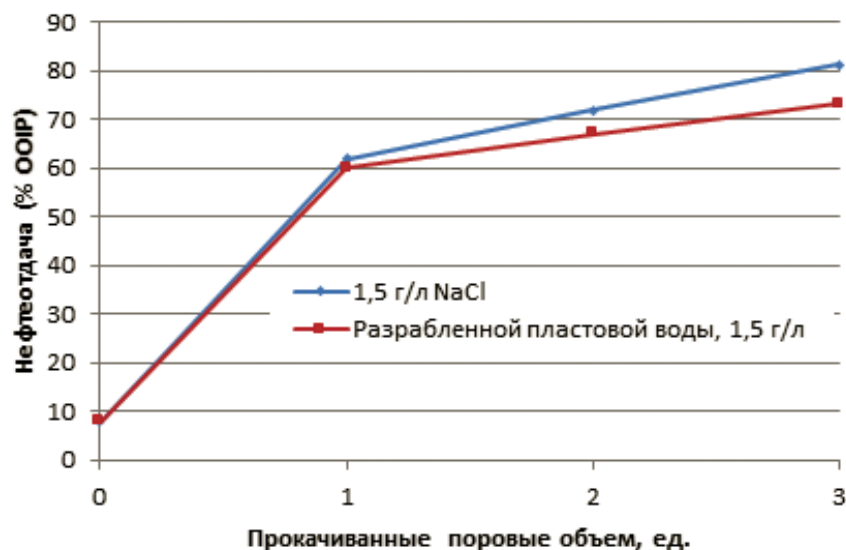


Рис. 6. Зависимость нефтеотдачи для раствора NaCl (1,5 г/л) и разбавленной пластовой воды с минерализацией 1,5 г/л.

ЛИТЕРАТУРА

1. Morrow N.R., Valat M. and Yildiz H. «Effect of Brine Composition On Recovery of an Alaskan Crude Oil By Waterflooding» - Paper SPE 9694. - presented at Annual Technical Meeting, Jun 10-12, 1996, Calgary, Alberta.
2. Tang G.Q. and Morrow N.R. 1997. Salinity, Temperature, Oil Composition, and Oil Recovery by Waterflooding. Paper SPE 36680 presented at the 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, U.S.A 6-9 October, 1996.

REFERENCES

1. Morrow N.R., Valat M. and Yildiz H. «Effect of Brine Composition On Recovery of an Alaskan Crude Oil By Waterflooding» - Paper SPE 9694. - presented at Annual Technical Meeting, Jun 10-12, 1996, Calgary, Alberta.
2. Tang G.Q. and Morrow N.R. 1997. Salinity, Temperature, Oil Composition, and Oil Recovery by Waterflooding. Paper SPE 36680 presented at the 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, U.S.A 6-9 October, 1996.

ЛИТЕРАТУРА (продолжение)

3. McGuire P.L., Chatman J.R., Paskvan F.K., Sommer D.M. and Carini F.H. 2005. Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope. Paper SPE 93903 presented at the 2005 SPE Western Regional Meeting, Irvine, California, U.S.A, 30 March – 1 April 2005.
4. Jerauld G.R., Lin C.Y., Webb K.J and Seccombe J.C. 2008. Modeling Low-Salinity Waterflooding. Paper SPE 102239 presented at the 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 24-27 September.
5. Nasralla R.A., Bataweel M.A. and Nasr-El-Di H.A. (2013) Investigation of wettability alteration and oil-recovery improvement by low-salinity water in sandstone rock. Journal of Canadian Petroleum Technology, 52, 144-154.
6. Valdya R.N. and H.S.Fogler «Fines migration and formation damage: influence of pH and ion exchange». - SPE production engineering, 1992. 19413: p. 325-330.
7. Bazin B. and J. Labrid Ion exchange and dissolution/precipitation modeling: application to the injection of aqueous fluids into reservoir sandstone. SPE production engineering, 1991: p. 233-238.
8. Khilar K.C., R.N. Valdya and H.S. Fogler «Colloidally induced fines release in porous media». Journal of Petroleum Science & Engineering, 1990. 4(3): p. 213-221.
9. Kia S.F. «Effect of Salt Composition on Clay Release in Berea sandstones». SPE Production Engineering, 1987: p. 277-283.
10. Lager A., Webb K.J., Black C.J.J., Singleton M. and Sorbie K.S. Low Salinity Oil Recovery – An Experimental Investigation. Paper SCA2006-36 presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts, Trondheim, Norway, 12-16 September 2006.
11. Gamage P. and Thyne G. (2011) «Comparison of oil recovery by low salinity waterflooding in secondary and tertiary recovery modes». SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 30 October-2 November 2011, Paper SPE - 147375.
12. Rezaei Doust A., Puntervold T., Strand S., and Austad T., «Smart Water as Wettability Modifier in Carbonate and Sandstone: A Discussion of Similarities/Differences in the Chemical Mechanisms, Energy Fuels 2009, 23, pp. 4479–4485.
13. Abdulrazagy Zekri and Zaid Al-Arabai (2015) «An Experimental Investigation of Low Salinity Oil Recovery in Carbonate and Sandstone Formation». International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering (IJPPE) Volume 1, Issue 1, June 2015, PP 1-11 www.arcjournals.org.
14. Suman Y.K., Shiri, E., Ibrahim H. and Ala-Ktiwi A. (2014) Evaluation of Low Saline «Smart Water» Enhanced Oil Recovery in Light Oil Reservoirs. World Journal of Engineering and Technology, 2, 13-22. <http://dx.doi.org/10.4236/wjet.2014.21002>.

REFERENCES (continuation)

3. McGuire P.L., Chatman J.R., Paskvan F.K., Sommer D.M. and Carini F.H. 2005. Low Salinity Oil Recovery: An Exciting New EOR Opportunity for Alaska's North Slope. Paper SPE 93903 presented at the 2005 SPE Western Regional Meeting, Irvine, California, U.S.A, 30 March – 1 April 2005.
4. Jerauld G.R., Lin C.Y., Webb K.J and Seccombe J.C. 2008. Modeling Low-Salinity Waterflooding. Paper SPE 102239 presented at the 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 24-27 September.
5. Nasralla R.A., Bataweel M.A. and Nasr-El-Di H.A. (2013) Investigation of wettability alteration and oil-recovery improvement by low-salinity water in sandstone rock. Journal of Canadian Petroleum Technology, 52, 144-154.
6. Valdya R.N. and H.S.Fogler «Fines migration and formation damage: influence of pH and ion exchange». - SPE production engineering, 1992. 19413: p. 325-330.
7. Bazin B. and J. Labrid Ion exchange and dissolution/precipitation modeling: application to the injection of aqueous fluids into reservoir sandstone. SPE production engineering, 1991: p. 233-238.
8. Khilar K.C., R.N. Valdya and H.S. Fogler «Colloidally induced fines release in porous media». Journal of Petroleum Science & Engineering, 1990. 4(3): p. 213-221.
9. Kia S.F. «Effect of Salt Composition on Clay Release in Berea sandstones». SPE Production Engineering, 1987: p. 277-283.
10. Lager A., Webb K.J., Black C.J.J., Singleton M. and Sorbie K.S. Low Salinity Oil Recovery – An Experimental Investigation. Paper SCA2006-36 presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts, Trondheim, Norway, 12-16 September 2006.
11. Gamage P. and Thyne G. (2011) «Comparison of oil recovery by low salinity waterflooding in secondary and tertiary recovery modes». SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 30 October-2 November 2011, Paper SPE- 147375.
12. Rezaei Doust A., Puntervold T., Strand S., and Austad T., «Smart Water as Wettability Modifier in Carbonate and Sandstone: A Discussion of Similarities/Differences in the Chemical Mechanisms, Energy Fuels 2009, 23, pp. 4479–4485.
13. Abdulrazagy Zekri and Zaid Al-Arabai (2015) «An Experimental Investigation of Low Salinity Oil Recovery in Carbonate and Sandstone Formation». International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering (IJPPE) Volume 1, Issue 1, June 2015, PP 1-11 www.arcjournals.org.
14. Suman Y.K., Shiri, E., Ibrahim H. and Ala-Ktiwi A. (2014) Evaluation of Low Saline «Smart Water» Enhanced Oil Recovery in Light Oil Reservoirs. World Journal of Engineering and Technology, 2, 13-22. <http://dx.doi.org/10.4236/wjet.2014.21002>.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

15. Ахметгареев В.В. «Исследование процессов разработки нефтяных коллекторов низкоминерализованным заводнением на основе моделирования (на примере месторождений Республики Татарстан)». Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук - Бугульма: ТатНИПИнефть, 2016.

REFERENCES (ending)

15. Ahmetgareev V.V. «Issledovanie processov razrabotki neftyanyh kollektorov nizkomineralizovannym zavodneniem na osnove modelirovaniya (na primere mestorozhdenij Respubliki Tatarstan)». Dissertaciya na soiskanie uchenoj stepeni kandidata tekhnicheskikh nauk - Bugul'ma: TatNIPIneft', 2016.

УДК 622.276.64

Регулирование фильтрационных характеристик высокообводненных терригенных пластов с использованием эмульсионных составов

М.И. Королев – аспирант; М.К. Рогачев – доктор техн. наук, профессор, зав. кафедрой

(Санкт-Петербургский горный университет)

Увеличение объёма дренируемых запасов является основной задачей довыработки остаточных запасов. Более полный охват пласта воздействием возможен только при детальном исследовании неоднородности пластов. Проблемой исследования закономерностей распространения коллекторов занимались многие ученые [2-4, 7-9]. Неизменным остается вывод, что зависимость параметров неоднородности от геолого-физических характеристик пласта также отражает их связь с гидродинамическими характеристиками пласта.

Понятие неоднородности отражает в первую очередь изменчивость литолого-фациального состава продуктивного пласта и гранулометрического состава горных пород. Формирование терригенного коллектора происходит по определенным закономерностям осадко-накопления в различных геологических условиях. Так, например, терригенным пластам Самарской области характерна большая литологическая неоднородность в отличие от одновозрастных отложений Татарстана и Пермской области. К таким отложениям можно отнести пласты Д1 и Д2 пашийского горизонта верхнего отдела девона и пласт Б2 бобриковского горизонта нижнего отдела карбона.

Например, формирование осадочных пород нижнего карбона происходило в условиях мелководного бассейна с активным проявлением донных и береговых течений, что повлияло на полосообразное распределение коллекторов по площади нефтегазоносности. Увеличенные толщины

слоев связаны с зонами, где выпадает более крупный обломочный материал, зонами гидродинамической активности, а в зонах малой подвижности вод осаждаются обломки с меньшими размерами зерен и повышенным содержанием глинисто-алевролитовой фракции, что формирует меньшие толщины пластов. Таким образом, направление и интенсивность течений в бассейне осадконакопления, определили закономерности в изменении гранулометрического состава и толщин терригенных отложений на различных территориях.

Основываясь на данных источников [1, 2, 5] авторами статьи были построены статистические зависимости между коллекторскими свойствами пласта и средними нефтенасыщенными толщинами. Из полученных зависимостей (рис. 1, 2) можно сделать первый вывод, что с увеличением толщины пластов улучшаются их коллекторские свойства, а именно значениям больших эффективных толщин соответствуют большие значения пористости и проницаемости, что характерно для грубозернистых песчаников. Данные значения для отложений нижнего карбона выше значений для верхнего девона, что еще раз подтверждает теорию, т.к. интенсивность осадконакопления в эти периоды была различной в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [2].

Изучение зависимостей между показателями послойной неоднородности пластов (коэффициентов песчаности и расчлененности) и эффективной толщиной позволило

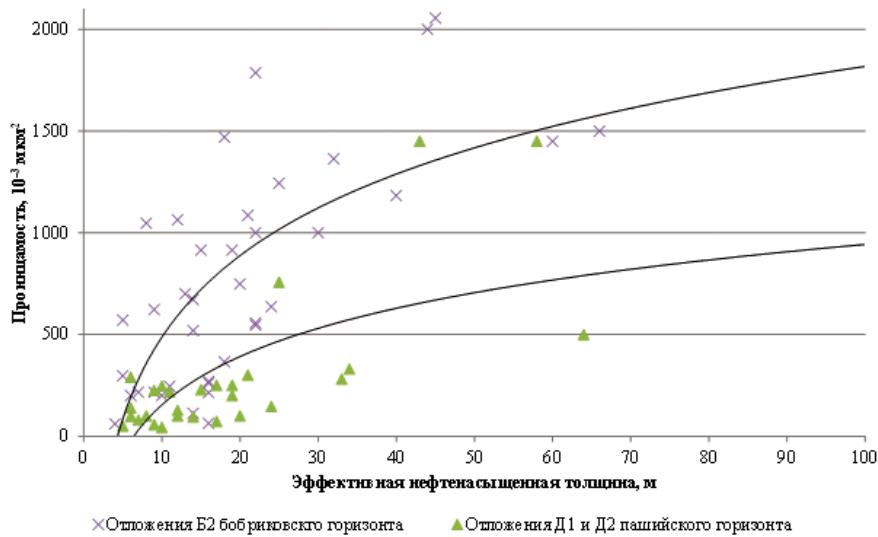


Рис. 1. Статистическое распределение проницаемости от эффективной нефтенасыщенной толщины залежи.

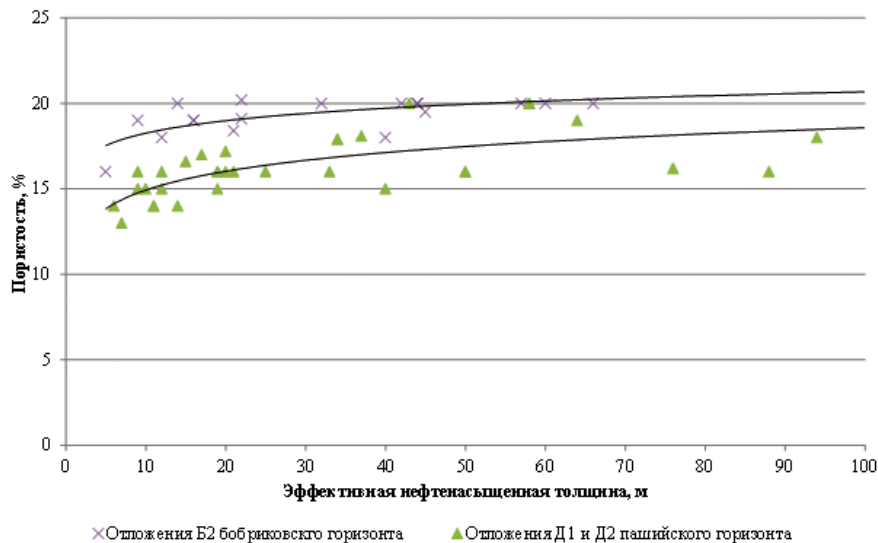


Рис. 2. Статистическое распределение пористости от эффективной нефтенасыщенной толщины залежи.

определить ряд зависимостей (рис. 3, 4). Было выявлено, что песчаность пласта выше у пластов с большей мощностью. Но при этом терригенным коллекторам Самарской области характерна высокая расчлененность, т.е. большие по мощности пласты состоят из чередования песчаников и алевролитов, что отличается от выдержанных по мощности коллекторов Татарстана и Пермского края [2, 9].

Таким образом, полученные закономерности распределения основных геолого-физических характеристик и показателей неоднородности еще раз подтверждают важность учета геологических условий формирования коллектора и связанную с этим литолого-фациальную неоднородность пласта при проектировании разработки месторождения и методов повышения нефтеотдачи.

Макронеоднородность пласта по фильтрационно-ёмкостным свойствам (ФЕС) приводит к неравномерному вытеснению нефти водой, как по разрезу, так и по

площади продуктивного пласта. Вода проходит в пласте по пути меньшего фильтрационного сопротивления, т.е. по более проницаемым участкам пласта, в свою очередь пласты с пониженной проницаемостью остаются невыработанными по достижении добывающей скважиной предельной обводнённости. Для рассматриваемых пластов Д1-2 и Б2 характерны все три типа опережающего заводнения, связанные с послойной неоднородностью по проницаемости [2, 3]. Ученые выделяют рост проницаемости по пласту сверху вниз, снизу вверх и наличие наиболее проницаемых пластов в середине пласта. Использование методов выравнивания охвата пласта позволяет достичь перераспределения вытесняющего агента по разрезу пласта, вследствие чего происходит замедление опережающего фронта вытеснения и активизация зон ранее не охваченных заводнением. Механизм действия данных методов основан на увеличении вязкости вытесняющего агента и, тем самым, изменении коэффициента относительной подвижности, объединяющего в себе группу параметров влияющих на эффективность вытеснения:

$$M = \left(\frac{k_v'}{\mu_v} \right) / \left(\frac{k_n'}{\mu_n} \right)$$

где k_v' , k_n' — максимальные относительные проницаемости по воде и нефти;

μ_v , μ_n — вязкость воды и нефти.

Значение $M \leq 1$ характеризует поршневое вытеснение (рис. 5, а), т.е. вязкость нефти мала, поэтому вода не может перемещаться быстрее в породе, чем нефть. Это самый благоприятный тип вытеснения, заводнение в этом случае будет протекать быстро и эффективно.

Наоборот, вследствие высокой вязкости нефти значение $M > 1$ характеризует не поршневое вытеснение (рис. 5, б). Вода в этом случае прорывается сквозь нефть «язычками» обводнения, тем самым вытеснение проходит неравномерно. Слоистая неоднородность пласта усиливает этот эффект и способствует преждевременному обводнению добывающих скважин по высоко проницаемым пластам.

К методам, механизм которых описан выше, относят [3-4, 6, 7]:

- закачка растворов полимеров;
- закачка вязкоупругих составов (ВУС);
- закачка гелеобразующих составов на разных основах;
- закачка полимердисперсных систем (ПДС);
- закачка коллоидно-дисперсных систем (КДС);
- различные комплексные методы воздействия.

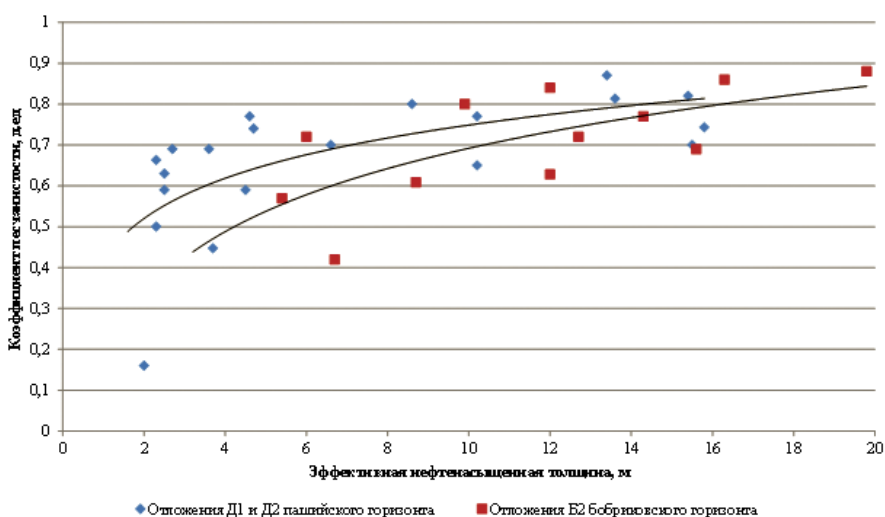


Рис. 3. Статистическое распределение коэффициента песчаности от эффективной нефтенасыщенной толщины залежи.

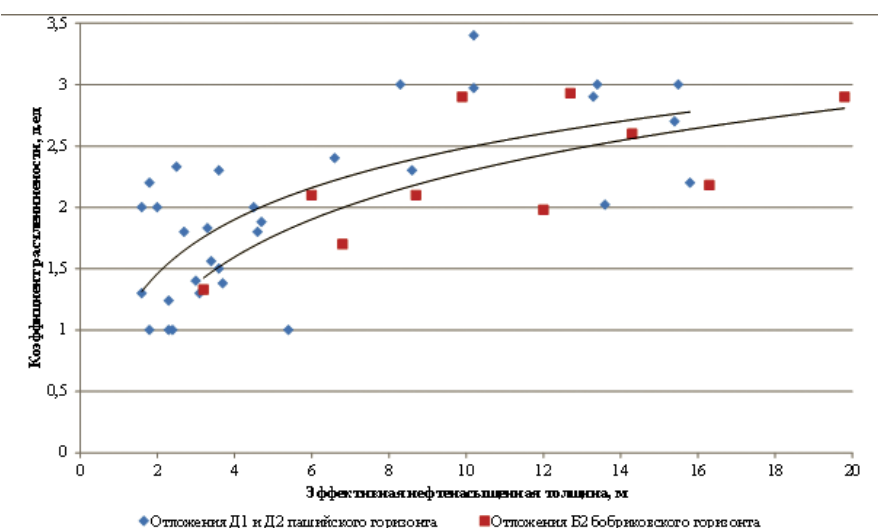


Рис. 4. Статистическое распределение коэффициента расчлененности от эффективной нефтенасыщенной толщины залежи.



Рис. 5. Пример линейного заводнения в однородном образце керна.

Разработкой новых агентов и композиций для заводнения, получением теоретических зависимостей их свойств от условий применения и опробованием на месторождениях в различное время занимались Л.К. Алтунина, Г.А. Бабалян, В.Е. Гавура, А.Ш. Газизов, В.В. Девликамов, Р.Н. Дияшев, Ю.П. Желтов, С.А. Жданов, И.Л. Мархасин, М.Л. Сургучев, М.Н. Саттаров, А.Б. Тумасян и многие другие исследователи.

Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов, основанные на потокоотклоняющих технологиях, технологиях ограничения водопритока к добывающим скважинам и выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин позволяют добиться эффективного доизвлечения нефти даже на поздней стадии разработки месторождения.

В настоящее время для селективной изоляции водонасыщенных интервалов широкое распространение получили осадко- и гелеобразующие составы, однако у них есть недостатки. Главный недостаток заключается в том, что структурообразование этих составов является практически необратимым. При этом в изолирующемся участке остается часть нефтяных запасов месторождения, хоть и малая, которая после изоляции переходит в категорию трудноизвлекаемых [2]. Таким образом, так как восстановление фильтрационно-ёмкостных свойств изолированного такими составами интервала является достаточно трудозатратным процессом, данные технологии снижают конечный коэффициент извлечения нефти.

Поэтому все более актуальными становятся технологии, позволяющие временно ограничивать или блокировать фильтрацию по высокопроницаемым участкам [4]. Перспективным видом составов, позволяющих решить данную задачу, являются обратные эмульсии с добавлением поверхностно-активных веществ.

Авторами разработан эмульсионный состав с гидрофобными свойствами на основе пластовой воды и керосина марки ТС-1, эмульгатором которой является ЯЛАН-Э2 с добавлением функциональных компонентов: анионного ПАВ (сульфонола) и комплексного ПАВ (гидрофобизатора НГ-1). Предлагаемый состав является приемлемым для технологии выравнивания фронта вытеснения неоднородных по проницаемости объектов.

По данным, полученным в ходе лабораторных исследований разработанного состава, были рассчитаны гидродинамические модели в трёх приближениях:

1. Простая модель линейного участка слоисто-неоднородного пласта, состоящая из двух пропластков равных мощностей и различных проницаемостей.
2. Сложная модель линейного участка слоисто-неоднородного пласта, состоящая из 10 пропластков различных мощностей, проницаемостей и водонасыщенностей.
3. Гидродинамическая модель пласта (участка пласта), адаптированная к текущим промышленным показателям разработки.

1. Результаты гидродинамического моделирования на простой модели слоисто-неоднородного пласта

Модель представляла собой слоисто-неоднородный пласт с литолого-фациальными и фильтрационно-ёмкостными свойствами, аналогичными пластам верхнего девона Самарской области (рис. 6). Свойства насыщающих пласт флюидов так же были взяты из исследований нефти и пластовой воды рассматриваемых месторождений Самарской области.

В качестве исследуемых были выбраны пропластки с проницаемостью нижнего $120 \cdot 10^{-3}$ мкм² и отношениями проницаемостей нижнего пропластка к верхнему, равными 1:1, 1:3, 1:5, 1:7 и 1:10.

В одном случае пласт заводнялся «классически» без применения специальных агентов, расчет модели производился до достижения обводнённости добываемой продукции 96%.

При моделировании доизвлечения нефти с помощью разработанной обратной эмульсии сначала пласт заводнялся без применения агентов до обводнённости добываемой продукции 85%, затем в течение 100 дней закачивалась оторочка из эмульсии (рис. 7). Далее заводнение производилось, как и в первом случае, до обводнённости продукции 96%.

Важно отметить, что по лабораторным фильтрационным исследованиям, приближенным к условиям пласта,

данная эмульсия стабильна в пластовых условиях и не разрушается при взаимодействии с пластовой водой. Данный эффект позволяет говорить об избирательности данного состава и рекомендовать технологию в условиях значительной неоднородности. Можно утверждать, что применение технологии рекомендуется при разнице в проницаемостях более чем в 5 раз, но, в то же время, наиболее проницаемый пропласток должен иметь проницаемость не более $600-800 \cdot 10^{-3}$ мкм² для удержания эмульсионной оторочки в пласте.

2. Результаты гидродинамического моделирования на сложной модели слоисто-неоднородного пласта

На данном этапе стояла цель исследовать зависимость геолого-физических характеристик послойной неоднородности на эффективность технологии выравнивания фронта вытеснения с применением эмульсионного состава.

Продуктивный пласт представлен 11 слоями, характеристики которых представлены в табл. 1. Выполняется условие вертикального равновесия давления. Эффективная мощность пласта 33,2 м. Распределение проницаемости случайное, без каких-либо закономерностей. Остаточная нефтенасыщенность 0,27 ед., объёмный коэффициент нефти – 1,475 м³/м³, воды – 1,103 м³/м³. Вязкости воды и нефти соответствуют вязкостям рассматриваемых геологических объектов – 0,5 мПа·с и 5 мПа·с соответственно. Геометрические размеры линейного участка пласта: ширина – 300 м, длина – 1500 м. Свойства эмульсии заданы на основе физико-химических и реологических лабораторных исследований.

Рассматривалось два варианта заводнения: первый – классическое заводнение пластовой водой, второй – заводнение пластовой водой и по достижению обводнения 60% по добывающей скважине закачка оторочки эмульсии с последующей закачкой пластовой воды.

На рисунке 8, а представлен момент начала опережающего заводнения, а именно прорыв воды по одному из пропластков по первому варианту заводнения. В свою очередь на рисунке 8, б уже показано продвижение фронта по второму варианту расчета (заводнение с оторочкой эмульсии). Из сравнения рисунков очевиден эффект выравнивания фронта вытеснения после закачки оторочки эмульсии за счёт замедления продвижения воды по высокопроницаемым пропласткам (на одну и ту же дату фронт по второму варианту заводнения ровнее).

Также было выявлено на модели слоисто-неоднородного пласта повышение коэффициента извлечения нефти на 4% при уменьшении обводнения на 17%.

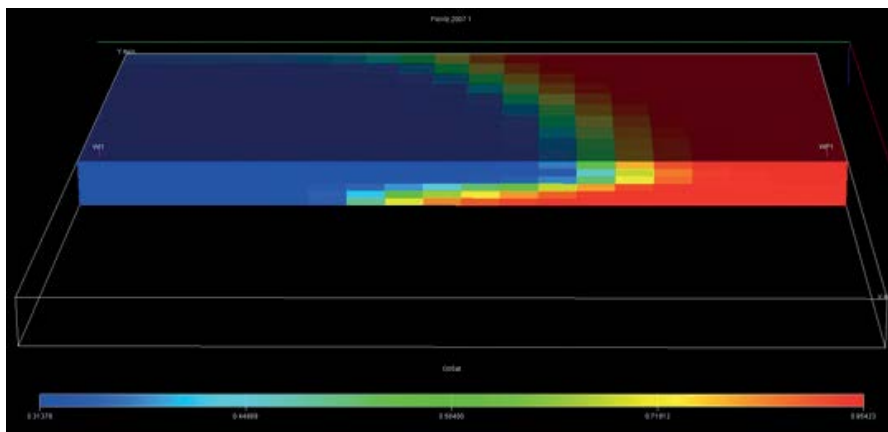


Рис. 6. Разработанная модель заводнения слоисто-неоднородного пласта.

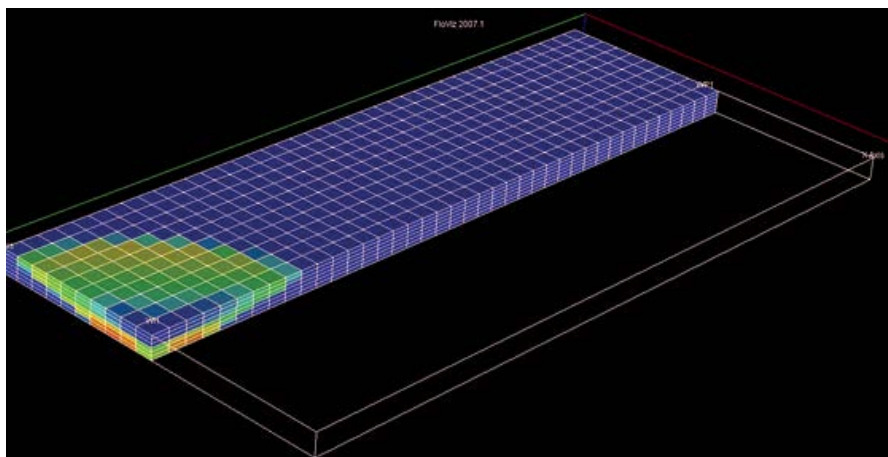
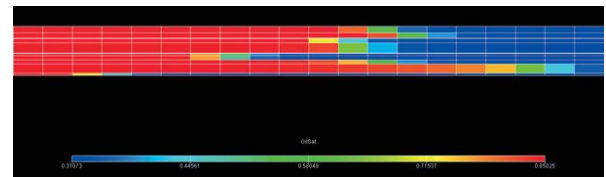


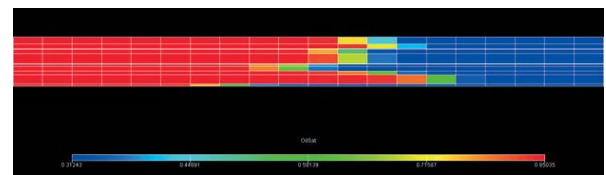
Рис. 7. Моделирование закачки оторочки эмульсии.

Таблица 1. Параметры модели слоисто-неоднородного пласта.

Номер слоя	Мощность слоя, м	Проницаемость слоя, 10^{-3} мкм ²	Пористость слоя, д.ед	Связанная вода, д.ед
11	4,5720	350	0,21	0,25
10	3,3528	250	0,2	0,28
9	0,6096	500	0,23	0,24
8	2,7432	450	0,23	0,24
7	6,7056	150	0,18	0,27
6	0,3048	1000	0,24	0,24
5	1,5240	300	0,21	0,27
4	3,0480	600	0,23	0,24
3	2,7432	250	0,20	0,27
2	6,0960	150	0,19	0,28
1	1,5240	650	0,24	0,25



а)



б)

Рис. 8. Изображение фронта вытеснения на модели слоисто-неоднородного пласта по двум расчетным вариантам.

3. Результаты гидродинамического моделирования на модели пласта в приближенных к промысловым условиях

По данным, полученным в ходе лабораторных исследований разработанного состава, были построены гидродинамические модели заводнения на двух объектах. Было рассмотрено два месторождения Самарской области, на каждом из которых был выбран участок со слабо дренируемыми пропластками (рисунки 9 и 10).

Литолого-фациальные и фильтрационно-ёмкостные свойства моделей участков аналогичны свойствам пластов

верхнего девона и нижнего карбона, свойства насыщающих пласты флюидов были взяты из исследований нефти и пластовой воды месторождений Самарской области. Моделируемые месторождения находятся на поздней стадии разработки. Степень выработки на данных участках составляет порядка 85% от извлекаемых запасов. На участке 1 расположены одна нагнетательная и три добывающие скважины, на участке 2 – две нагнетательных и пять добывающих скважин.

Было отмечено, что вовлечение в работу ранее не охваченных заводнением участков, привело к уменьшению

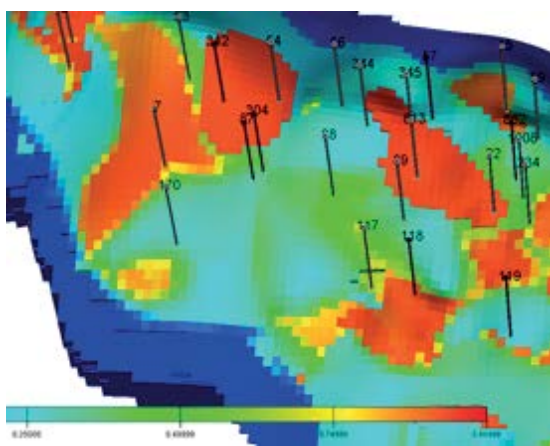


Рис. 9. Участок № 1 месторождения № 1.

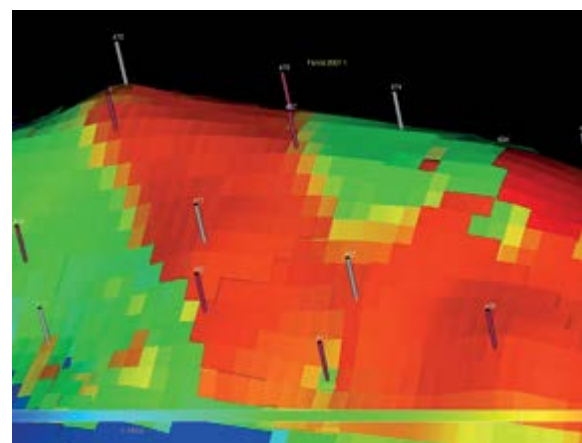


Рис. 10. Участок № 2 месторождения № 2.

обводненности продукции добывающих скважин. Дополнительная добыча составила около 2% на обоих участках, что свидетельствует о хорошей корреляции показателей эффективности применения разработанного состава.

Таким образом, результаты исследований позволили сделать следующие выводы:

1. Особенности разработки терригенных коллекторов на поздней стадии разработки являются высокая литологическая неоднородность пластов, содержащих основные запасы нефти, и опережающее обводнение высокопроницаемых пропластков или одного пласта в многопластовом объекте, что приводит к неравномерной по площади выработке запасов. Поэтому все более актуальными становятся технологии, позволяющие временно ограничивать или блокировать фильтрацию по высокопроницаемым участкам.

2. Разработанная обратная эмульсия применима для технологии выравнивания фронта вытеснения неоднородных по проницаемости объектов.

3. Установлена зависимость степени возможного достижения коэффициента извлечения нефти при использовании разработанной эмульсии от степени неоднородности терригенного пласта.

4. Использование разработанной технологии регулирования фильтрационных потоков в неоднородных терригенных нефтяных коллекторах позволит выровнять фронт вытеснения нефти водой и, как следствие, позволит повысить степень эффективности извлечения нефти из высокообводнённых терригенных коллекторов за счет доизвлечения нефти из ранее вовлеченных в разработку зон.

ЛИТЕРАТУРА

1. Большая советская энциклопедия. – Третье издание, т. 7 – с. 82 – т. 19. – с. 636.
2. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. - М.: ВНИИОЭНГ. – 1995 – 496 с.
3. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «НедраБизнесцентр», 2002. – 639 с.
4. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 285 с.
5. Гилаев Г.Г., Исмагилов А.Ф., Манасян А.Э., Хамитов И.Г., Папухин С.П. Разработка нефтяных месторождений Самарской области: от практики к стратегии. – Самара: «Нефть. Газ. Новации», 2014 – 368 с.
6. Ибрагимов Г.З., Хисамутдинов Н.И. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. М.: Недра, 1983 – 285 с.
7. Колганов В.И., Сургучев М.Л., Сазонов Б.Ф. Обводнение нефтяных скважин и пластов. - М.: Недра, 1965 – 248 с.
8. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.И. Методы извлечения остаточной нефти. - М.: Недра, 1991 – 347 с.
9. Шустеф И.Н. Геологические основы технологических решений в разработке нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. – с. 199.

REFERENCES

1. The Great Soviet Encyclopedia. Third edition, Volume 7 – 82 p., Volume 19 – 636 p.
2. Gavura V.E. Geology and Development of oil and gas and oil fields // М.: VNIIOENG, 1995 – 496 p.
3. Gazizov A.A. Increase in oil output of heterogeneous layers at the last development stage. - М.: LLC NedraBiznescentr, 2002 - 639 p.
4. Gazizov A.Sh., Gazizov A.A. Increase of field development efficiency by restricting water in the formations. – М.: LLC Nedra-Business Center, 1999 - 285 p.
5. Gilaev G.G., Ismagilov A.F., Manasjan A.Je., Hamitov I.G., Papuhin S.P. The development of oil fields in Samara region: from practice to a strategy.// Samara: Publisher «Oil. Gas. Innovations», 2014 – 368 p.
6. Ibragimov G.Z., Hisamutdinov N.I. Reference manual on the use of chemical reagents in oil production. - М.: Nedra, - 1983 – 285 p.
7. Kolganov V.I., Surgutchev M.L., Sazonov B.F. Watering of oil wells and reservoirs. - М.: Nedra, - 1965 - 248 p.
8. Surgutchev M.L., Gorbunov A.T., Zabrodin D.I. The methods for recovery of residual oil. М.: Nedra, – 1991 – 347 p.
9. Shustef I.N. Geological bases of technological solutions in the development of oil fields. – М.: Nedra, - 1988 – 199 p.

Применение нестационарного режима работы скважины с целью увеличения нефтеотдачи пластов

И.Н. Сафин – магистрант; У.А. Салимбаев - магистрант; А.Н. Лепесов - магистрант

(Казанский государственный энергетический университет)

При эксплуатации скважин с помощью насосов существует три основных режима эксплуатации скважины. В стационарном режиме эксплуатации скважины насос работает с определенной частотой, которая изменяется только при значительном изменении основных параметров скважины [3]. Периодическая эксплуатация скважин – способ эксплуатации малодебитных скважин, основанный на чередовании периодов извлечения и накопления нефти в стволе скважины.

К инновационным методам увеличения нефтеотдачи относится метод нестационарного отбора жидкости из пласта. Нестационарный режим работы добывающих скважин представляет собой процесс, при котором режим работы скважины изменяется либо импульсно, по заданной программе управляющего контроллера в диапазоне от максимального значения производительности насоса до минимального, либо плавно, по заданному закону регулирования.

Для реализации нестационарного режима работы скважины требуется специальное оборудование. В 2012 году специалисты нефтегазодобывающего управления «Лениногорскнефть» поставили задачу перед ООО «Татинтек» изготовить станцию управления для реализации разработанного ими способа эксплуатации нефтяной залежи (патент РФ №2453689) [1].

Согласно техническим условиям станция управления должна регулировать обороты электродвигателя станка-качалки с помощью частотного преобразователя и тем самым циклически изменять производительность насосного оборудования. Станция управления должна задавать два режима работы: с максимальным и минимальным отбором жидкости, и для каждого режима должен быть свой период работы. В дополнение к станции управления штанговым глубинным насосом было разработано техническое решение по непрерывному определению обводнённости продукции скважины, предложенное специалистами нефтегазодобывающего управления «Лениногорскнефть».

Для управления режимом работы скважины предполагалось использовать параметр обводнённости, который необходимо было вычислять в режиме реального времени с частотой 0,5-1 Гц. Расчёт обводнённости должен был производиться по измеренным значениям давлениям, полученным с помощью показаний двух глубинных манометров, установленных на колонне насосно-компрессорных труб ниже штангового глубинного насоса. При этом верхний глубинный манометр должен быть установлен на расстоянии 20-30 метров ниже штангового глубинного насоса, а нижний – ближе к забою, но не менее 200 метров от первого.

После внедрения экспериментальной станции управления были получены телеметрические данные, представленные на рисунке 1.

Как видно из рисунка 1, кривые падения и восстановления давления имеют классический вид и системную повторяемость при каждом элементарном цикле отбора, при котором насос работает на больших и малых оборотах. Показания нижнего глубинного прибора отличаются от верхнего на величину гидростатического давления столба жидкости между приборами. Расчётная

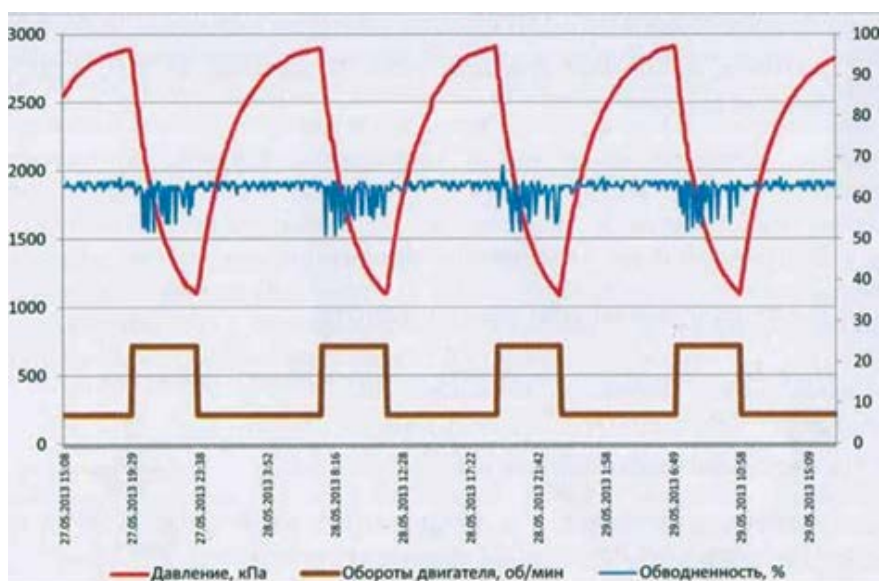


Рис.1. График измеренных значений давления и расчётной обводнённости.

обводнённости добываемой продукции не имеет явно выраженной информативности.

После установки на устье скважины поточного влагомера, который успешно прошёл испытания в потоке жидкости с разными соотношениями водонефтяных фаз на эталонной установке во Всероссийском научно-исследовательском институте расходомерии (г. Казань), были получены следующие данные (рисунок 2).

Как видно из графика на рисунке 2 значения обводнённости, полученные устьевым влагомером, абсолютно не совпадают и не коррелируются со значениями расчётной обводнённости по данным датчиков давления, что доказывает неприменимость гидростатического метода определения обводнённости.

На представленном графике (рисунок 2) период работы скважины на максимальном отборе составляет пять часов, а на минимальном – восемь часов. Данные параметры были подобраны технологическим персоналом нефтегазодобывающего управления таким образом, чтобы создать необходимый уровень депрессии на забое и поддерживать минимальный динамический уровень в скважине, обеспечивающий нормальную работу штангового глубинного насоса без захвата газа. По полученному графику обводнённости, значения которого изменяются в пределах от 30% до 100%, видно, что изменение обводнённости имеет системную закономерность, которая с временным сдвигом совпадает с периодами циклов депрессии. Это принципиальный и важный момент, по которому видно, что коллектор призабойной зоны системно реагирует на каждый цикл депрессии изменением обводнённости нефти. Системная реакция коллектора призабойной зоны пласта является признаком работоспособности способа нестационарного отбора жидкости.

Далее, исследуя зависимость поведения динамики обводнённости от различных режимов депрессии, удалось подобрать наиболее эффективные периоды работы скважины на максимальном и минимальном режимах отбора жидкости, при которых обводнённость продукции скважины стала минимальной (рисунок 3).

Подобные результаты исследований были получены и на других экспериментальных скважинах. Все скважины до момента применения способа нестационарного отбора жидкости

имели обводнённость 95% и выше, а после применения способа обводнённость снизилась до значений 30-80%.

После получения положительных результатов испытания способа нестационарного отбора жидкости появилась необходимость в пояснении физического процесса данного эффекта. Для разработки новых алгоритмов управления режимом работы добывающих скважин необходимо понять и объяснить причины того, почему при одних методах эксплуатации эффект нефтеизвлечения наблюдается, а при других нет. Чем принципиально отличаются режимы стационарного, периодического и нестационарного отбора жидкости.

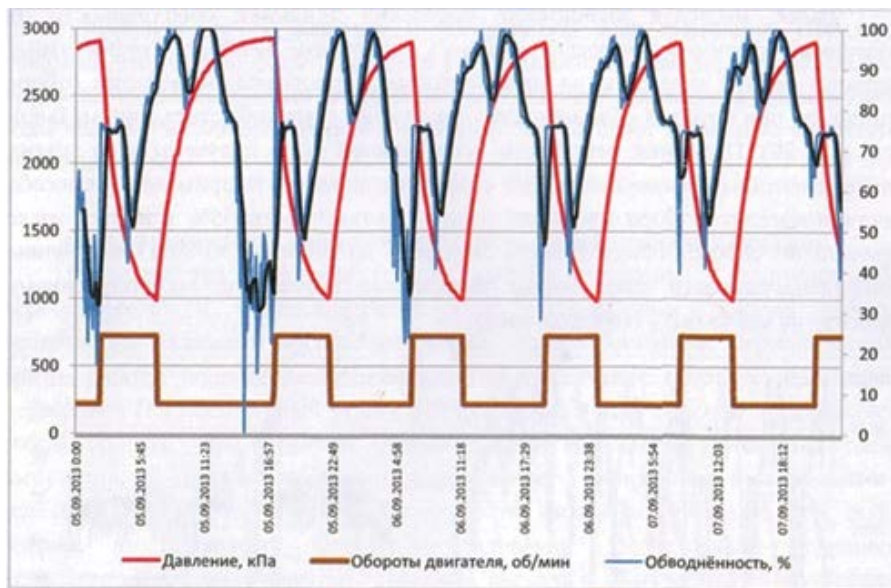


Рис. 2. График измеренных значений давления глубинным измерительным прибором и график обводнённости по показаниям поточного влагомера.

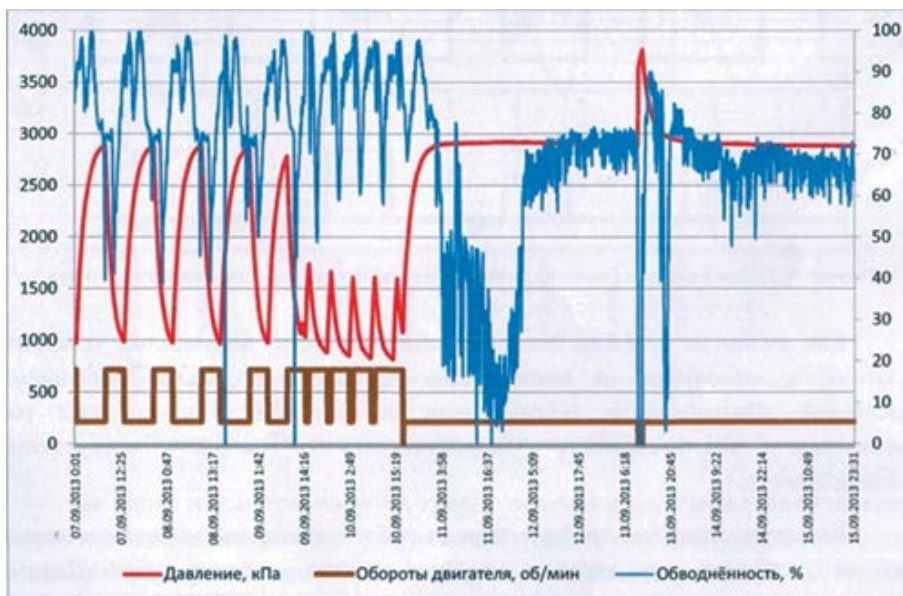


Рис. 3. График измеренных значений давления глубинным измерительным прибором и обводнённости по показаниям поточного влагомера при различных режимах депрессии.

Экспериментально установлено, что с помощью закона (1) можно управлять характеристикой депрессии на забое скважины, которая позволяет создать фильтрационную волну давления в призабойной зоне скважины. Практика показала, что именно фильтрационная волна давления стимулирует вовлечение нефти из труднодоступных и защемлённых участков коллектора призабойной зоны пласта [2].

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{нач}} + P(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}), \quad (1)$$

где $P_{\text{заб}}$ – забойное давление в момент времени t ;
 $P_{\text{нач}}$ – забойное давление в начальный момент воздействия;

P – импульс давления;

t – время;

τ – постоянная времени.

При изменении времени работы насоса на максимальном и минимальном режиме работы происходит изменение амплитуды депрессии на забой. Таким образом, если импульсно изменять производительность насоса, то и давление на забое будет изменяться с частотой импульсов производительности насоса, характеристика изменения давлений будет иметь экспоненциальную зависимость. Как уже отмечалось, скорость падения и восстановления забойного давления зависит от характеристик коллектора призабойной зоны и производительности насоса работающей скважины. При остановке скважины (при выключении насоса) на скорость восстановления давления оказывают влияние исключительно параметры коллектора призабойной зоны и эксплуатационной колонны.

Твёрдая горная порода обладает упругими свойствами, что при взаимодействии с силами волны давления приводит к изменению размеров поровых каналов, в которых находится жидкость. Жидкость же при такой деформации, исходя из своих свойств, занимает вновь образованное пространство, и при этом не происходит никаких дополнительных усилий. Дело в том, что при смещении слоёв жидкости относительно друг друга не появляется никаких дополнительных сил.

При движении фильтрационной (гидравлической) волны давления за счёт деформации породы коллектора происходит смещение жидкости относительно стенок поровых каналов, в которых жидкость залегает. Но этого не достаточно для того, чтобы жидкость стала продвигаться в сторону забоя скважины. Для этого надо выполнить работу по её перемещению. И, как отмечалось выше, такую работу выполняет кинетическая энергия, или, другими словами, при прохождении фильтрационной волны давления движение жидкости не должно прекращаться, а это возможно только тогда, когда отбор жидкости не будет останавливаться. Именно этим свойством отличается нестационарный режим работы скважины. Этот режим позволяет генерировать импульс давления в забое скважины, который формирует фильтрационную волну давления в призабойной зоне и не прекращает отбор жидкости, т.е. постоянно поддерживает гидродинамический напор в зоне воздействия на пласт.

При стационарном и периодическом режимах эксплуатации также формируются импульсы давления, и также генерируется гидравлическая волна давления при пусках и остановках насоса. Но не стоит забывать о том, что при этих режимах насос во время остановки прекращает работу, а это приводит к тому, что по контуру перемещения давления, градиент которого направлен

в сторону забоя, происходит полное замещение кинетической энергии потенциальной энергией, и, следовательно, работа по перемещению жидкости в таких условиях полностью прекращается. Волна давления смещает жидкость относительно стенок поровых каналов, а гидродинамический напор при этом исчезает. Нефть в труднодоступных участках остаётся защемлённой, условия вовлечения нефти в общий поток исчезают.

Существует дополнительная гипотеза В.В. Самойлова, которая, объясняет причины малой эффективности эксплуатации скважин в стационарном и периодическом режимах работы.

Дело в том, что существует научное обоснование процесса обтекания стационарным потоком жидкости твёрдых тел, при котором сила лобового сопротивления такого тела отсутствует, либо её значение незначительно [4]. В этом заключается принцип, который называется парадоксом Эйлера-Даламбера, названного в честь учёных, открывших эту закономерность каждым по отдельности примерно в одно и то же время. В стационарном и периодическом режимах работы волна давления формируется только в момент пуска и остановки. Но при пуске скважины градиент волны давления направлен в сторону от забоя противоположно движению потока жидкости. Участок пласта с защемлённой нефтью воспринимается потоком пластовой воды как некий объект, создающий сопротивление движению. Волна давления, направленная в противоположную сторону, усиливает силу, направленную встречному потоку, и, соответственно, создаёт дополнительные условия защемлению нефти. Эта гипотеза требует детального изучения.

Проведённые исследования по изучению режимов работы скважины дают основания о верности данного предположения.

Таким образом, наибольшая эффективность влияния на защемлённые участки пластовой породы с нефтью только у волны давления, градиент которой направлен в сторону забоя скважины. И такие условия могут быть созданы только нестационарным режимом работы. Это объясняет малую эффективность работы стационарного и периодического режима работы, которые даже при форсированном отборе не позволяют достичь длительного эффекта. В результате применения нестационарного метода обводненность скважины была снижена с 95% до 30-80%. Это, безусловно говорит об эффективности и применимости метода нестационарного отбора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Способ разработки нефтяной залежи. - Патент России №2453689. 2011. Бюл. №17 – Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина.
2. Самойлов В.В. Нетрадиционный подход к реализации способа повышения нефтеотдачи пластов. – Альметьевск: ООО «ТАТИНТЕК», 2014 - 50 с.
3. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений: учебное пособие. - М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУНГ им. И.М. Губкина, 2006.
4. Седов Л.И. Механика сплошной среды. - М.: Наука, 1970 - т. 2 - 568 с.

REFERENCES

1. Sposob razrabotki neftyanoj zalezhi. - Patent Rossii №2453689. 2011. Byul. №17 - Otkrytoe akcionerное obshchestvo "Tatneft" im. V.D. SHashina.
2. Samojlov V.V. Netradicionnyj podhod k realizacii sposoba povysheniya nefteotdachi plastov. – Al'met'evsk: LLC «TATINTEK», 2014 - 50 p.
3. Dunyushkin I.I. Sbor i podgotovka skvazhinnoj produkcii neftyanyh mestorozhdenij: uchebnoe posobie. - M.: Izd-vo «Neft' i gaz» RGUNG im. I.M. Gubkina, 2006.
4. Cedov L.I. Mekhanika sploshnoj sredy. - M.: Nauka, 1970 - v. 2. - 568 p.

УДК 621.6-7

Влияние электромагнитных волн промышленной частоты на процессы коррозии магистральных трубопроводов

Э.Х. Ягубов - доктор техн. наук, профессор;
А.Э. Старцев – канд. техн. наук, доцент; А.Э. Беляев - канд. техн. наук, доцент

(Ухтинский государственный технический университет)

Стремительное развитие газо - и нефтетранспортных систем требует значительного увеличения линий электропередач высокого напряжения и прокладки трубопроводов высокого давления большого диаметра. Поскольку подземные трубопроводы эксплуатируются в сложных условиях, возникает потребность в качественном надземном мониторинге их технического состояния, включая коррозию, угрожающую целостности подземных трубопроводов [1].

Протекающие по проводникам электрической цепи переменные токи (фазным и нейтральным проводам) наземной линии электропередач создают изменяющееся во времени и пространстве магнитное поле, которое взаимодействует со всевозможными протяженными структурами, расположенными поблизости, такими как подземные стальные трубопроводы, индуцируя в них токи и напряжения [2, 3]. Вопрос эффекта усиления переменным током коррозии стальных подземных трубопроводов установлен [4, 5].

Теоретически индуцированные значения тока и напряжения в трубопроводе являются функцией интеграла от скорости изменения магнитного поля по глубине, т.е. пределы интегрирования определяются глубиной залегания трубопровода до глубины "скин-слоя", которая составляет порядка нескольких сотен метров в зависимости от удельного сопротивления грунта. На практике задача оценки интеграла по площади, определяемой протяженностью трубопровода и «глубиной скин-слоя» является достаточно сложной.

Наиболее простым методом вычисления является метод, разработанный Карсоном [6], использующий понятие продольного электрического поля, которое может быть рассмотрено как распределенный источник напряжения (также называемый «электродвижущей силой») последовательно с импедансом продольного электрического проводника, которым является стальной трубопровод. Значение продольного электрического поля является прямым выводимым из таких обычно известных

величин, как геометрия линии передачи и протекающий в ней ток. Интеграл параллельной составляющей поля в месте нахождения трубопровода оценивается по длине трубопровода для получения напряжения и тока, индуцированного в трубопроводе.

Эквивалентность между продольным электрическим полем и интегралом магнитного поля по времени определена законом Фарадея, согласно которому, если проводящая петля погружена в изменяющееся во времени магнитное поле со значением индукции B , то напряжение, индуцированное в петле, равно интегралу от продольного электрического поля вдоль петли, что, в свою очередь, равно интегралу от производной по времени над областью, ограниченной контуром, т.е.

$$U = \oint E dl = - \oint \frac{\partial B}{\partial t} \partial A$$

где E – продольное электрическое поле трубопровода; dl – бесконечно малый элемент петли; ∂A – бесконечно малый элемент вектора поверхности, ограничивающей область; B – индукция магнитного поля.

Для горизонтально расположенной расширенной структуры, такой как трубопровод, эквивалентная петля позиционируется в вертикальной плоскости с верхней горизонтальной стороной, образованной трубопроводом и нижней горизонтальной стороной, установленной токами заземления, проходящими на глубине кожи, как показано на рисунке 1.

Метод вычисления, предложенный Карсоном, позволяет представить величину E продольного электрического поля в простой форме. Интегрирование по длине протяженного проводника по dl позволяет рассчитать индуцированное на него напряжение U . На практике такой пространственный расчет применим только для конструкции, которая полностью изолирована от земли и которая не имеет импеданса утечки на землю, а также имеет нулевой импеданс на всём протяжении продольного проводника (трубопровода).

В случае допущения, что подземные трубопроводы обладают изоляционным слоем без каких-либо дефектов покрытия, они всё равно демонстрируют в грунте непрерывно распределенное сопротивление (сопротивление и ёмкость) вместе с импедансом вдоль их длины, поэтому расчёт индуцированного напряжения и тока на трубопроводе включает в себя два основных этапа.

На первом этапе для определения значения E продольного электрического поля на всём протяжении трубопровода целесообразно использовать метод Карсона. Затем трубопровод рассматривают как распределенную линию передачи с «потерями», имеющую как последовательный импеданс Z (на единицу длины трубопровода), так и параллельную пропускную способность (на единицу длины

трубопровода) [1], а также шунтирующий импеданс на каждом конце удаленных заземлителей.

Затем распределенное напряжение U вдоль протяжённого трубопровода находится путем решения известных дифференциальных уравнений для линий электропередач, связывающих E , U и ток I , индуцированных в трубопроводе [1, 7]:

$$\begin{cases} -\frac{\partial u}{\partial x} = L_0 \frac{\partial i}{\partial t} + R_0 i \\ -\frac{\partial i}{\partial x} = G_0 u + C_0 \frac{\partial u}{\partial t} \end{cases}$$

где R_0 – активное сопротивление единицы длины трубы; G_0 – проводимость утечки через защитную изоляцию на единицу длины трубы; L_0 – продольная индуктивность единицы длины трубы, представленной в виде длинной линии; C_0 – емкость участка трубопровода относительно земли на единицу длины.

Распределенная E (в В/м) продольного электрического поля, индуцированная током в линии электропередач, в любой точке вдоль протяжённого трубопровода выражается фундаментальным соотношением:

$$E = I [M] \omega,$$

где I – ток в линии электропередач [А]; $[M]$ – взаимная индуктивность между линией электропередач и трубопроводом [Ом · с/м], имеющая матричную форму для учета магнитной связи с каждым из проводников источника электроснабжения); ω – угловая частота тока [радиан/с].

Взаимная индуктивность $[M]$ связана с геометрией связи и может рассматриваться как первое приближение обратно пропорционально квадрату расстояния D между

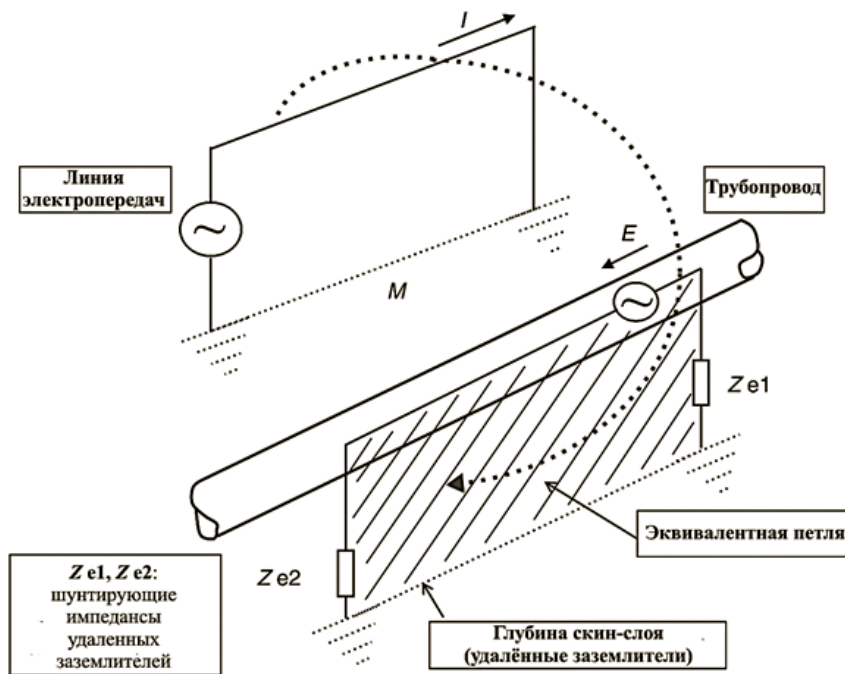


Рис. 1. Представление магнитной пары между линией электропередач и подземным стальным трубопроводом, схематически представленной как эквивалентная петля, проходящая через заземлители.

линией электропередач и трубопроводом и пропорциональна удельному сопротивлению грунта.

Распределенное продольное электрическое поле может меняться в зависимости от изменения параметров M и D вдоль всей протяженности трубопровода [8]. На основе численного моделирования, которое реализуется с помощью специализированного программного обеспечения, определяется распределенное продольное электрическое поле $E(x)$ для каждого небольшого отрезка вдоль всей длины трубопровода, а также решаются дифференциальные уравнения для линий электропередач с целью получения значений величины распределенного напряжения $U(x)$ с учетом электрических характеристик изолированного трубопровода и геометрии линии трубопровода (линии электропередач) [9].

Теоретически, для прямого трубопровода, параллельно прямой линии электропередач, максимальные значения напряжения на каждом из концов трубопровода и экспоненциально убывают с расстоянием от концов, а также, что оба напряжения на концах трубопровода не совпадают по фазе. В случае более сложной геометрии появляются пики напряжения на каждом физических разрывах, как то: изменения относительного направления между трубопроводом и линией электропередач, изменение расстояния до линии электропередачи или изменение фазы тока линии электропередач из-за электрического разрыва, вызванного их переносом [10].

Если рассматривать идеальное покрытие стального трубопровода, обеспечивающее полное отсутствие токов утечки, то источник распределенного напряжения не создавал бы утечек электрохимического тока из стали в грунт. Однако, в реальности чаще всего на покрытиях подземных трубопроводов имеются дефекты, из-за которых оно обладает плохими изоляционными свойствами. Например, в старых газопроводах с битумным покрытием оно будет создавать равномерную дисперсию переменного тока на землю, что приведет к очень низкому напряжению переменного тока между трубопроводом и удаленными заземлителями и незначительным переменным напряжением плотности тока утечки, не создавая тем самым значительного риска коррозии.

С другой стороны, когда на покрытии присутствуют разрозненные и небольшие локальные повреждения при однородном и высоком сопротивлении изоляции (порядка 10^{10} Ом·м² и выше, например, для полиэтиленовых покрытий), источник распределенного напряжения, вследствие электромагнитной связи, приводит на каждом дефекте покрытия к локальным утечкам переменного тока из стали в грунт, что способствует значительной коррозии, вызванной переменным током.

ЛИТЕРАТУРА

1. Старцев А.Э., Полетаев С.В., Ягубов З.Х., Беляев А.Э. Способ контроля физических параметров магистральных трубопроводов // Инженер-нефтяник.– М.: ООО «Ай Ди Эс Дрилинг», 2016.– №4 – с. 45–50.
2. E.L. Kirkpatrick (1995), Basic concepts of induced AC voltages on pipelines', Materials Performances, 347, 14–18.
3. W.G. Hurley and S.J. Croall (1983), Electromagnetic voltage induction and mitigation on passive conductors from overhead transmission lines, IEEE, PAS-102, 7, July, p. 2341–2348.
4. Underground pipeline corrosion. Detection, analysis and prevention. Edited by Mark E. Orazem, 2014. p. 343.
5. I. Ibrahim, M. Meyer, B. Tribollet, H. Takenouti, S. Joiret, S. Fontaine, P. France and H-G. Schüneich (2009), On the mechanism of AC assisted corrosion of buried pipelines and its CP mitigation, IPC2008: Proceedings of the ASME International Pipeline Conference, Vol 2 Pages: 601–625 Published: 2009.
6. J.R. Carson (1926), Wave propagation in overhead wires with ground return, The Bell System Technical Journal, 5. – p. 539–554.
7. A. Taflov and J. Dabkowski (1979), Prediction method for buried pipeline voltages due to 60 Hz AC inductive coupling part I and II, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, PAS-98, p. 780–794.

REFERENCES

1. Starcev A.EH., Poletaev S.V., YAgubov Z.H., Belyaev A.EH. Sposob kontrolya fizicheskikh parametrov magistral'nyh truboprovodov // Inzhener-neftyanik.– M.: LLC «Aj Di Es Drilling», 2016.– №4 – p. 45–50.
2. E.L. Kirkpatrick (1995), Basic concepts of induced AC voltages on pipelines', Materials Performances, 347, 14–18.
3. W.G. Hurley and S.J. Croall (1983), Electromagnetic voltage induction and mitigation on passive conductors from overhead transmission lines, IEEE, PAS-102, 7, July, p. 2341–2348.
4. Underground pipeline corrosion. Detection, analysis and prevention. Edited by Mark E. Orazem, 2014. p. 343.
5. I. Ibrahim, M. Meyer, B. Tribollet, H. Takenouti, S. Joiret, S. Fontaine, P. France and H-G. Schüneich (2009), On the mechanism of AC assisted corrosion of buried pipelines and its CP mitigation, IPC2008: Proceedings of the ASME International Pipeline Conference, Vol 2 Pages: 601–625 Published: 2009.
6. J.R. Carson (1926), Wave propagation in overhead wires with ground return, The Bell System Technical Journal, 5. – p. 539–554.
7. A. Taflov and J. Dabkowski (1979), Prediction method for buried pipeline voltages due to 60 Hz AC inductive coupling part I and II, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, PAS-98, p. 780–794.

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

8. M.H. Shwehdi and U.M. Johar (2003), Transmission line EMF interference in buried pipeline: Essential and cautions, Proceedings of the International Conference on Non-Ionizing radiation at UNITEN (ICNIR 2003) Electromagnetic Fields and Our Health, Selangor, Malaysia, 20–22 October 2003.

9. CIGRE Working Group 36.02 (1995), Guide on The Influence of High Voltage AC Power System on Metallic Pipelines, CIGRE, 1995.

10. A. Taflov and J. Dabkowski (1979), Mitigation of buried pipeline voltages due to 60 Hz AC inductive coupling Part I-Design of joint rights-of-way, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-98, p. 1806–1813.

REFERENCES (ending)

8. M.H. Shwehdi and U.M. Johar (2003), Transmission line EMF interference in buried pipeline: Essential and cautions, Proceedings of the International Conference on Non-Ionizing radiation at UNITEN (ICNIR 2003) Electromagnetic Fields and Our Health, Selangor, Malaysia, 20–22 October 2003.

9. CIGRE Working Group 36.02 (1995), Guide on The Influence of High Voltage AC Power System on Metallic Pipelines, CIGRE, 1995.

10. A. Taflov and J. Dabkowski (1979), Mitigation of buried pipeline voltages due to 60 Hz AC inductive coupling Part I-Design of joint rights-of-way, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-98, p. 1806–1813.

УДК 551.242.1

О механизме глобального тектогенеза Земли

В.И. Иванников – доктор технических наук, академик РАН

В облике Земли и тектонике её суши мы явно видим проявление двух глобальных процессов: перманентное расширение и сплющивание земного шара.

Причины расширения Земли и её сплющивания кроются у нас под ногами в астеносфере (расплавленном слое, подстилающем литосферу). Отсюда происходят вулканизм (при дегазации подкоркового слоя), землетрясения и подвижки плитных фрагментов коры.

Авторская концепция состоит в том, что наша планета формировалась путем аккреции газопылевого вещества на зародыш в виде гидридного железа, полученного от разрушения старой звезды – спарринг-партнера Солнца [1]. Её мантия затвердела и стала базовым структурным элементом. Ядро Земли, состоящее из твёрдой сердцевины и жидкой оболочки, несколько отстаивая от вращения мантии [2], генерирует тепло и вынос протонного газа за счет трения слоев в оболочке ядра [3]. Миграция водорода из ядра наружу происходит вследствие разуплотнения пород мантии от газового давления в ядре, где твёрдая его сердцевина постепенно «съедается» от трения и переходит в жидкую оболочку [4]. Это огромное газовое давление, распределенное внутри ядерной оболочки, делает её как бы жидкой. Восходящий водород накапливается в подкорковом слое

и вступает в экзотермические реакции с проникающей в астеносферу водой, отчего астенослой разогревается и расширяется.

Под действием центробежных сил вращения планеты идет перетекание астенослоя от полюсов к экватору [5]. Именно это приводит к расколам континентов и их дрейфу. На настоящий момент сплющивание земного шара составляет 64146 м (по 32 км на один полюс).

На фоне расширяющейся Земли процесс перетока подкорковой магмы имеет форму ручьевых потоков. На поверхности литосферы эти потоки проявляются как глобальные рифтовые зоны и оперяющие их поперечные разломы океанической коры (ОК) (которые принято называть трансформными разломами (см. рис. 1) [8]. Трансформные разломы в нашей редакции есть производные разломы от вздутия ОК при ручьевых потоках магмы в астеносфере. По-иному их существование объяснить нельзя.

Собственно появление глобальных рифтов является следствием расширения Земли, т.е. протяженных разрывов литосферы. По этим направлениям устремляются потоки магмы от полюсов к экватору, вспучивающие тонкую ОК. Не случайно подводные вулканы и эпицентры землетрясений расположены в рифтовых зонах. На рис. 2 дано схематическое изображение рельефа Срединно-Атлантического хребта,

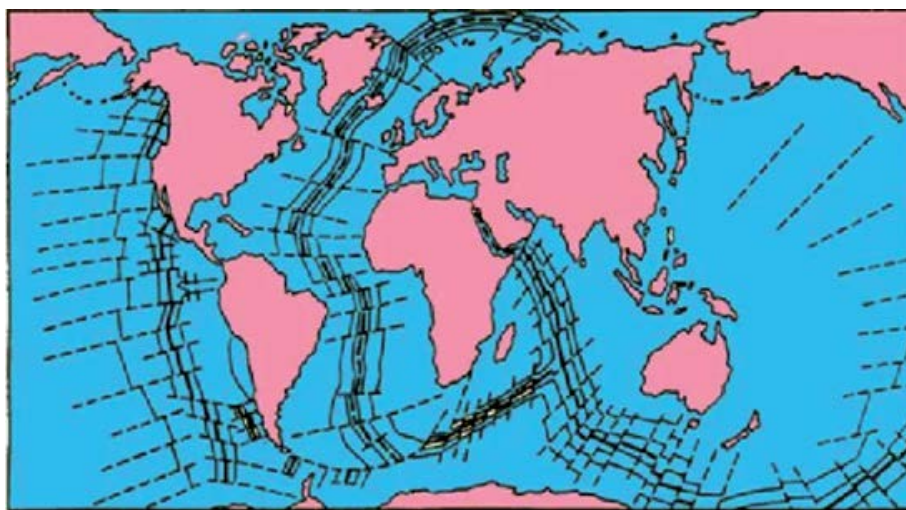


Рис. 1. Мировая система срединноокеанических хребтов (СОХ). Оси СОХ показаны жирными чёрными линиями, параллельно им следуют тонкие линии, показывающие линейные магнитные аномалии, пунктиром - трансформенные разломы.



Рис. 2. Изображение рельефа Срединно-Атлантического хребта.

он хорошо иллюстрирует вспучивание ОК.

Как показано на рис. 3 и рис. 4, хребты опоясывают рифтовый разлом, а его заполнение осадками приведено на меридиональных профилях зоны разломов Вима (рис. 5 и 6).

Развернутая карта современной топографии (рис. 7) показывает направления астеносферных потоков магмы, обходящих континентальные глыбы, заглубленные в астенослой мантии.

Землетрясение в Мексике и одновременное пробуждение вулкана, произошедшие день в день в 2017 году ровно через 32 года, предоставили возможность оценить скорость подтока астеносферной магмы на экваторе. По данным К. Моги о миграции сильных мелкофокусных землетрясений на широте Токио [6] скорость подтока магмы характеризуется периодом в 69 лет. Эти сведения говорят о слоистом характере сдвигового течения астенослоя мантии с запада на восток (рис. 8). Глобальное круговое течение астенослоя Земли (около 10 см/год) из-за некоторого отставания коры от вращения твердой части мантии (рис. 9) является основной причиной дрейфа материков и глубокофокусных землетрясений.

Разрывы коры от наращивания толщины астенослоя и его круговое течение делают подвижной земную твердь – приводят в движение разъятые плитные фрагменты литосферы. Отход на запад американских континентов от Евразии и Африки и раскрытие Атлантического океана наиболее показательный результат дрейфа, механизм которого искал в своё время Альфред Вегенер.

В истории тектонического развития Земли по геологическим данным (Е.Е. Милановский, 1972-1976 гг. и др.) имели место пульсации литосферы (периоды её растяжений и сжатий). В рамках нашей концепции пульсации связаны с периодами разогрева астеносферы и её охлаждения, которые в свою очередь чередовались с периодами перегрева ядра и отдачей тепла в мантию. Эти волны тепла совокупно с выбросами протонного газа (водорода) через длительные промежутки времени доходили до астеносферы и способствовали её разогреву. В результате разогрева толщина астенослоя значительно увеличивалась. Происходили разрывы коры, трапповые излияния на континентах и лавовые наслоения под водами мирового океана, активизировались вулканизм и землетрясения.

При остывании астеносферы её толщина сокращалась. Кора испытывала коробление,

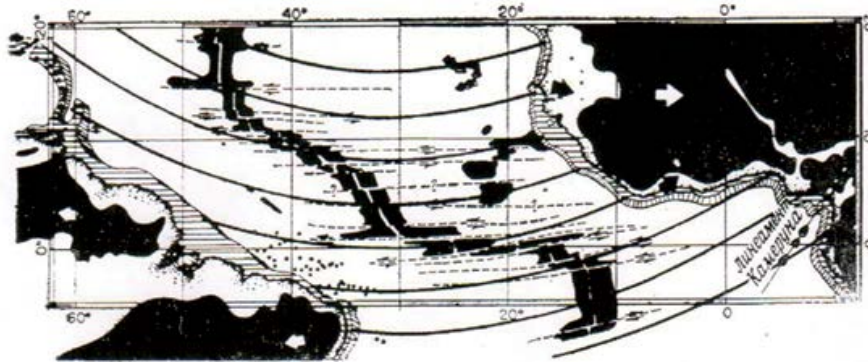


Рис. 3. Сопоставление простираний разломов в экваториальной части Атлантического океана с окружностями, расположенными концентрично около полюса с координатами 44,0° с. ш., 30,6° з. д., вокруг которого должна вращаться Южная Америка, чтобы её береговая линия (по изобате 910 м) сомкнулась с береговой линией Африки (Bullard et al., 1965 г.). Эти окружности выражают усреднённое значение общего движения с начала дрейфа. Схема заимствована (с упрощением) из работы Хизена и Тарп (Heezen, Tharp, 1965 г.).

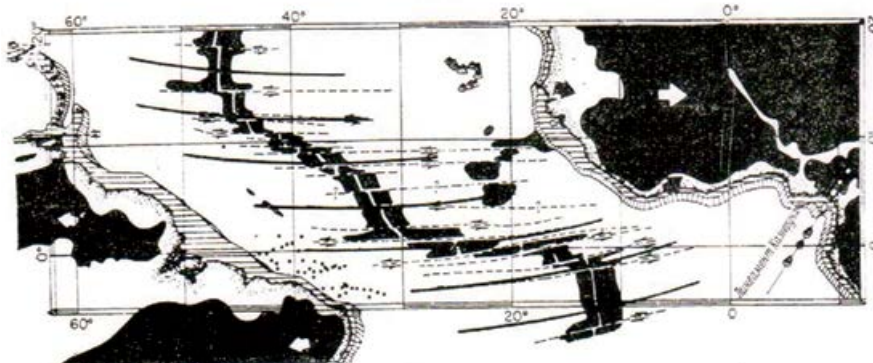


Рис. 4. Сопоставление простирания трансформных разломов в экваториальной части Атлантического океана с окружностями, расположенными концентрично около полюса с координатами 62,0° с. ш., 36,0° з. д. Эти окружности указывают на современное движение Африки относительно Южной Америки. Рисунок заимствован из работы Хизена и Тарп (Heezen, Tharp, 1965 г.).

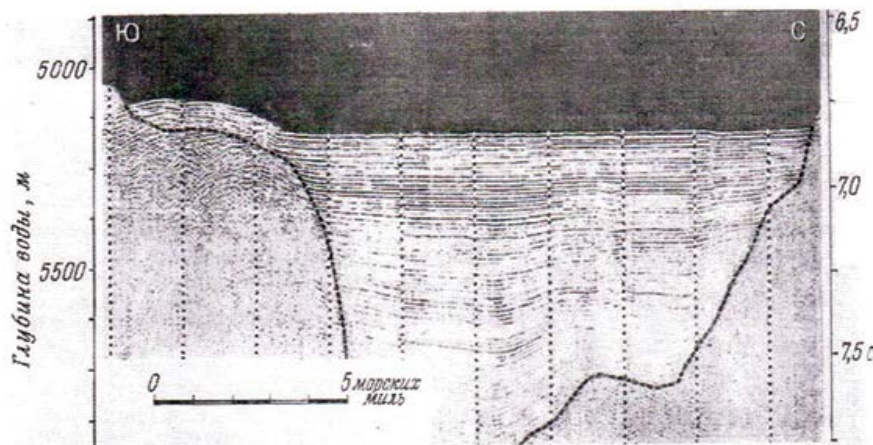


Рис. 5. Меридиональный профиль, зона разломов Вима, экваториальная Атлантика близ центральной рифтовой долины (Andel et al., 1967 г.)
Следует обратить внимание на отсутствие деформированных слоёв. Штриховой линией показана кровля «фундамента».

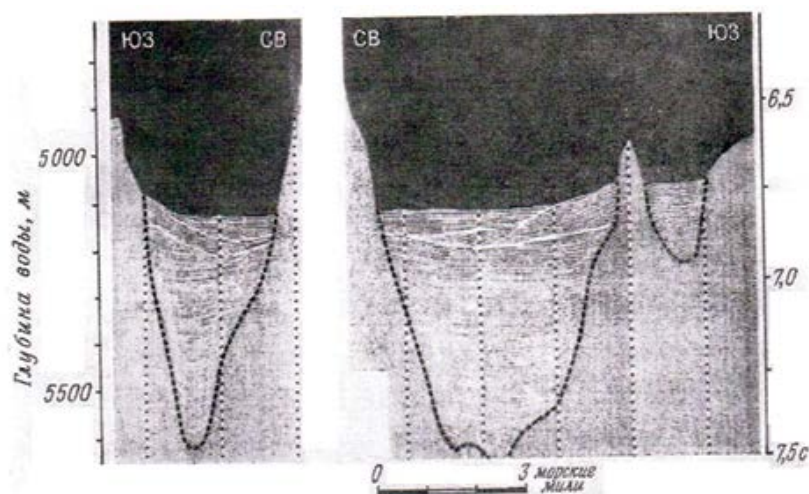


Рис. 6. Меридиональный профиль, зона разломов Вима, экваториальная Атлантика близ западной оконечности зоны разломов. Сайто и др. (Saito et al., 1966 г.) идентифицируют эоценовые отложения. Идентификацию этих авторов трудно объяснить, если так называемый трансформный разлом является активным с эоценового времени. Следует обратить внимание на отсутствие деформированных слоёв. Штриховой линией показана кровля «фундамента».



Рис. 7. Физиографическая карта Мирового океана. Меркаторская проекция. Стрелками указаны направления ручьевых потоков магмы в астеносфере.

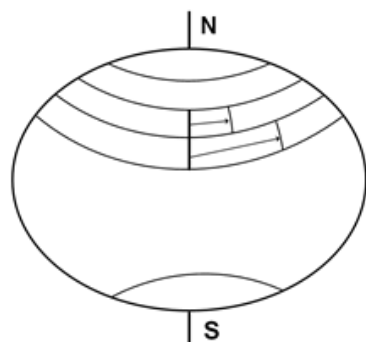


Рис. 8. Широтные слои течения астеносферы.



Рис. 9. Сдвиговое течение астенослоя.

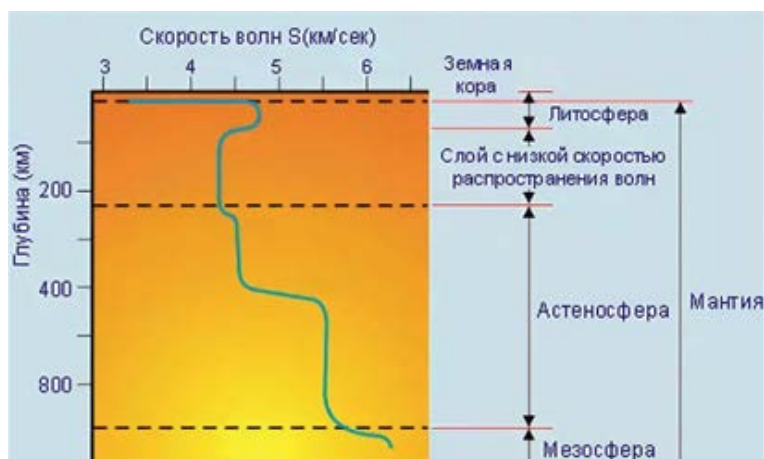
складкообразования, надвиги плит друг на друга и другие деформации.

В периоды разогрева астеносферы интенсифицировались ручьевые перетоки магмы от полюсов к экватору, что способствовало расчленению материковой суши.

О насыщенности астеносферы газовой фазой, которая поддерживает её текучесть, говорит волновод Гутенберга, выделенный по данным сейсмического зондирования

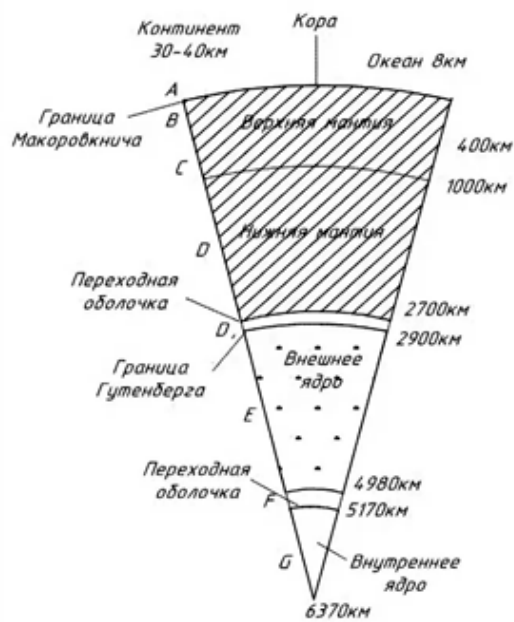
недр Земли (рис. 10 а, б). Эта газонасыщенность, как и глубокие (до 750 км) газозрывные землетрясения, возможны в разуплотненной магме, когда её разуплотнения возникают при сдвиговом течении, поскольку магма содержит твердые частицы (рис. 10 а, б).

Резюмируя изложенное, следует сделать вывод о ведущей роли астеносферы в формировании внешнего облика Земли.



а)

Рис. 10, а. Приблизжённые скорости поперечных сейсмических волн в литосфере и астеносфере Земли.



б)

Рис. 10, б. Главные слои Земли и разделяющие их границы, выделенные по распространению сейсмических волн.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванников В.И. Космогоническая история Солнечной системы планет. // Инженер-нефтяник. – М.: ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2018. - №1. – с. 44-59.
2. Hrvoje Tkalčić, Mallory Young, Thomas Bodin, Silvie Ngo, Malcolm Sambridge The shuffling rotation of the Earth,s inner revealed by carthquake doublets. Nature Geoscience. - vol. 6. – 2013. - p. 497-502.
3. Иванников В.И. Теория Земли. Ядро. // Глубинная нефть. – М.: НПО «Глубинная нефть», 2013. - вып. 12. - с. 1935-1951.
4. Иванников В.И. Волновая термодинамическая модель механизма глобальной тектоники Земли. // Каротажник – Тверь: АИС, 2015.- вып. 4. - с. 69-77.
5. Иванников В.И. Геотектоника // «Загадочная Земля» – Федеративная Республика Германия: «Ламберт», 2018. – 300 с.
6. Мого К. Предсказание землетрясений. – М.: «Мир», 1988. – 382 с.
7. Ильин А.В. Рельеф дна океана и новая глобальная тектоника // Природа.- М.: РАН, 1979. - №3. - с. 93-102.
8. Уилсон Дж. Новый класс разломов и их отношение к континентальному дрейфу. Книга «Новая глобальная тектоника». – М.: «Мир», 1974. - с. 58-67.

REFERENCES

1. Ivannikov V.I. Kosmogonicheskaya istoriya Solnechnoj sistemy` planet. // Inzhener-neftyanik. – M.: LLC «Aj Di E`s Drilling», 2018. - №1. – p. 44-59.
2. Hrvoje Tkalčić, Mallory Young, Thomas Bodin, Silvie Ngo, Malcolm Sambridge The shuffling rotation of the Earth,s inner revealed by carthquake doublets. Nature Geoscience. - vol. 6. – 2013. - p. 497-502.
3. Ivannikov V.I. Teoriya Zemli. Yadro. // Glubinnaya neft`. – M.: NPO «Glubinnaya neft`», 2013. - vol. 12. - p. 1935-1951.
4. Ivannikov V.I. Volnovaya termodinamicheskaya model` mexanizma global`noj tektoniki Zemli. // Karotazhnik – Tver` : AIS, 2015. - vol. 4. - p. 69-77.
5. Ivannikov V.I. Geotektonika // «Zagadochnaya Zemlya» - Federativnaya Respublika Germaniya: «Lambert», 2018. – 300 p.
6. Mogi K. Predskazanie zemletryasenij. – M.: «Mir», 1988. – 382 p.
7. Il`in A.V. Rel`ef dna okeana i novaya global`naya tektonika // Priroda.- M.: RAN, 1979. - №3. - p. 93-102.
8. Uilson Dzh. Novy`j klass razlomov i ix otnoshenie k kontinental`nomu drejfu. Kniga «Novaya global`naya tektonika». – M.: «Mir», 1974. - p. 58-67.

К 95-ЛЕТИЮ НИКОЛАЯ ДАВЫДОВИЧА ЩЕРБЮКА (1923-1999)



Почти 20 лет отделяют нас от печальной даты (12.06.1999 г.), когда скоростно ушел из жизни крупный ученый нефтегазовой отрасли страны, один из самых авторитетных и уважаемых наших товарищей и основоположников ВНИИ Буровой Техники (ВНИИБТ), доктор технических наук, профессор Николай Давыдович Щербюк, которому 26 августа 2018 г. исполнилось бы 95 лет со дня рождения. Время проходит, но светлая память об этом замечательном человеке не исчезает, и будет долго храниться в сердцах тех, кто его знал и работал с ним.

Весь трудный, но славный жизненный путь Николая Давыдовича Щербюка является ярким примером беззаветного служения своему Отечеству и избранному делу. Он родился на Украине в селе Великая Шкаровка Шепетовского района Хмельницкой области в крестьянской семье. После окончания в 1941 г. Одесского техникума Н.Д. Щербюк с первых дней Великой Отечественной войны добровольцем уходит на фронт, участвует в боевых операциях на Западном, Северо-Западном, Степном и 1-м Украинском фронтах. Вернувшись к мирной жизни с ранениями и боевыми наградами, Николай Давыдович проходит обучение в Московском вечернем машиностроительном институте и начинает свою трудовую деятельность в должности инженера-технолога завода "Манометр" Министерства приборостроения СССР, а в 1952 г. переходит старшим инженером в СКБ-1, преобразованного, впоследствии, во ВНИИБТ Министерства нефтяной промышленности СССР. Здесь Н.Д. Щербюк активно трудится и, благодаря своим незаурядным инженерным способностям, становится руководителем лаборатории погружных электродвигателей (1953-1961 гг.), а в 1961 г. - главным специалистом важного направления в нефтяном машиностроении, занимаясь решением проблем резьбовых соединений труб нефтяного сортамента и забойных двигателей. Под его руководством создан не один десяток отечественных конструкций конических резьбовых соединений бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб, забойных двигателей, не уступающих лучшим зарубежным образцам. Чтобы подчеркнуть значимость разработок его и возглавляемого им коллектива достаточно отметить, что годовой объем отечественных нарезных труб с резьбовыми соединениями конструкции ВНИИБТ достигал 1 млн. тонн. При этом новые типы конических резьбовых соединений широко внедрены не только в нашей стране, но изготавливались за рубежом. На многие конструкции проданы лицензии известным фирмам Японии (Сумитомо), Франции (Валлурек), Германии (Маннесман) и Бельгии (Тюбмез).

Обладая исключительным трудолюбием, целеустремленностью, Николай Давыдович защищает

сначала кандидатскую, а затем (в 1977 г.) - докторскую диссертацию. Он становится руководителем важного научного направления по теории расчета специальных профилей резьбовых соединений для нефтегазовой отрасли. Им опубликовано более 100 научных работ, в том числе 4 монографии, получено 16 авторских свидетельств. Н.Д. Щербюк до последних дней своей жизни неустанно проводил плодотворную работу по подготовке высококвалифицированных специалистов, был замечательным воспитателем молодых ученых. Непосредственно под его научным руководством ряд соискателей успешно защитили кандидатские, а впоследствии - докторские диссертации.

Доскональное знание производства, широкий технический кругозор и эрудиция Николая Давыдовича позволили ему по праву завоевать неоспоримый авторитет в научном мире. Его имя было хорошо известно специалистам не только в нашей стране, но и далеко за её пределами, а его творческое наследие будет еще долго служить пособием в отечественной науке и практике.

С научно-технической деятельностью Н.Д. Щербюка были сопряжены и другие важные и ответственные дела. Он являлся членом экспертного совета ВАК по проблемам нефти и газа, а также диссертационных советов ВНИИБТ и МВТУ им. Н.Э. Баумана, активно участвовал в общественной жизни своего института.

Труд Николая Давыдовича в науке был отмечен правительственными и отраслевыми наградами, медалями ВДНХ. За большой вклад в развитие нефтяной промышленности и активную педагогическую деятельность ему присвоены звания "Почетный нефтяник СССР", "Заслуженный деятель науки и техники РСФСР", "Заслуженный работник Министерства топлива и энергетики Российской Федерации". Он награжден знаками "Отличник нефтяной промышленности СССР" и "Изобретатель СССР".

Коллектив ОАО НПО "Буровая техника" - ВНИИБТ чтит память о светлом образе Николая Давыдовича Щербюка, отдавшего много творческих сил и энергии в становление и развитие родного института, как доброго и отзывчивого человека высокой нравственности, культуры, всецело посвятившего себя любви к своему Отечеству и избранному делу.

**Коллектив ОАО НПО «Буровая техника» -
ВНИИБТ и коллеги по работе,
редакция журнала «Инженер-нефтяник».**

ПАМЯТИ ДМИТРИЯ ВЛАДИМИРОВИЧА ОРЕШКИНА

*Говорят, что каждую секунду на земле рождается человек
и умирает человек. Да, но умирают очень часто наши знакомые
и даже друзья, рождаются же совсем неизвестные для нас люди.*

Владимир Солоухин

19 июня 2018 г. на 60 году жизни после тяжелой и продолжительной болезни ушел из жизни Дмитрий Владимирович Орешкин - один из ведущих российских ученых в области облегченных и сверхлегких тампонажных материалов, ведущий научный сотрудник Института проблем комплексного освоения недр имени академика Н.В. Мельникова (ИПКОН РАН), доктор технических наук, профессор.

Д.В. Орешкин родился 19 апреля 1959 г. в г. Сталинград (ныне – Волгоград) в семье служащих. В 1981 г. с отличием окончил Волгogradский инженерно-строительный институт. После окончания института получил квалификацию инженера-строителя специальности «Промышленное и гражданское строительство». С 1981 г. по 1983 г. работал мастером, а затем прорабом в строительном управлении «Стальпромстрой» треста «Волгоградтяжстрой». С 1983 г. по 1986 г. работал в в/ч 51075 «Главвоенспецстрой» Министерства обороны СССР.

В 1986 г. поступил в аспирантуру в Московском инженерно-строительном институте им. В.В. Куйбышева. В 1990 г. была защищена диссертация и присуждена учёная степень кандидата технических наук по специальности 05.23.05 – «Строительные материалы и изделия». После окончания аспирантуры работал на кафедре строительных материалов МИСИ им. В.В. Куйбышева инженером, ассистентом, старшим преподавателем, с 1997 г. доцентом.

В 2004 г. защитил докторскую диссертацию в Ухтинском ГТУ по специальности 25.00.15 – «Технология бурения и освоения скважин».

С 2007 г. по 2016 г. Дмитрий Владимирович работал заведующим

кафедрой строительных материалов в Московском государственном строительном университете. В 2007-2008 гг. совмещал эту должность с постом декана Строительно-технологического факультета. Вряд ли найдется человек, окончивший за последние годы высшее учебное заведение, который не пользовался бы прекрасными учебниками по строительным материалам, написанным в том числе, под руководством Д.В. Орешкина. Следуя жизненным стремлениям, Дмитрий Владимирович уделял большую часть свободного времени подготовке и воспитанию научных кадров, обучая их не только технологиям и определениям, но и способности мыслить и вникать в проблему. Под его руководством подготовлено 10 кандидатов технических наук и 2 доктора технических наук по специальностям: 05.23.05 – Строительные материалы и изделия, 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин, 03.02.08 – Экология (в строительстве и ЖКХ), 25.00.36 – Геоэкология (строительство и ЖКХ).

Он считается основоположником направления изучения облегченных и сверхлёгких тампонажных растворов на основе полых стеклянных микросфер.

В общей сложности Д.В. Орешкин опубликовал более 270 научных трудов, в т.ч. 8 патентов, включая 1 патент Франции. 20 статей размещены в Большой Российской Энциклопедии. Его 4 монографии считаются важными для нефтегазовой отрасли. Разработки Дмитрия Владимировича успешно апробированы и применялись на объектах ООО «Газпром-бурение», ООО «ВолгоградНИПИморнефть» и др. Его растворами успешно цементирован ряд скважин на



Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении в сложнейших горно-геологических условиях.

Многолетняя и плодотворная деятельность Д.В. Орешкина отмечена наградами и званиями. Он был удостоен званий «Почетный работник высшего профессионального образования РФ», «Почетный работник науки и техники РФ», награжден нагрудным знаком «Почетный работник высшего профессионального образования РФ».

Дмитрий Владимирович навсегда останется в наших сердцах как Человек с огромным, добрым сердцем, способным сопереживать и поддерживать; искренними глазами и очаровательной улыбкой, поднимающими настроение; любимым преподавателем, предстающим перед студентами образцом для подражания; коллегой и руководителем, готовым всегда отстаивать интересы своих подопечных и щепетильно относящийся к понятиям честность, правда, обязанность.

Каждый, кто хоть раз в жизни сталкивался с Д.В. Орешкиным, скорбит об утрате друга, надежного товарища, отличного руководителя, великого ученого и наставника. Все мы выражаем глубокое соболезнование его близким в связи с этим печальным событием. Еще не один раз, продолжая жить на этом свете, мы скажем: «Спасибо Вам, Дмитрий Владимирович, за все то, что Вы для нас сделали».

**Коллеги, друзья,
редакция журнала
«Инженер-нефтяник»**

Аннотации статей

УДК 622.245.3

ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЛЯ ЗАДАЧ БУРЕНИЯ И ЗАКОНЧИВАНИЯ СКВАЖИН В ВЫСОКОПОРИСТЫХ КОЛЛЕКТОРАХ (С. 5)

¹ Гараванд Абузар

¹ Валерий Михайлович Подгорнов

² Юрий Павлович Стефанов

¹ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина 119991, Москва, Ленинский проспект, дом 65

E-mail: garavand.aboozar@gmail.com

E-mail: vpodgornov@bk.ru

² Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН

630090, г. Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3

E-mail: StefanovYP@ipgg.sbras.ru

Исследование устойчивости, пластической деформации, напряженно-деформационного состояния и разрушения горной породы вокруг ствола скважины проведено с помощью упругопластической модели, которая в большей степени отражает реальные забойные условия. Результаты численного моделирования позволили установить условия возникновения необратимых деформаций и показали, как форма областей разрушения зависит от начального напряженного состояния среды, ее механических свойств и эквивалентной плотности бурового раствора.

Ключевые слова: высокопористые коллекторы; упругопластическая модель; численное моделирование; устойчивость стенки скважины.

УДК 622.244.442

ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ИСТОЩЕННЫХ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ БЕЛЫЙ ТИГР (СРВ) (С. 11)

¹ Николай Владимирович Соловьев

¹ Чыонг Ван Ты

² Фам Куанг Хиеу

³ Та Куанг Минь

¹ Диана Константиновна Кудрявцева

¹ МГРИ-РГГРУ

117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая

E-mail: truongvantukt50@gmail.com

E-mail: dkudryavtseva@inbox.ru

² Министерство промышленности и торговли СРВ

18 Виен, Дык, Тханг, Ханой, Вьетнам

E-mail: Hieu1129@gmail.com

³ Институт нефти и газа Вьетнама

18 Виен, Дык, Тханг, Ханой, Вьетнам

E-mail: minhqtq.ctat@vpi.pvn.vn

Поглощение буровых растворов в процессе бурения приводит ко многим непредсказуемым осложнениям. При бурении в горных породах фундамента месторождения Белый Тигр часто встречаются интервалы с аномально низким пластовым давлением, что вызывает потерю циркуляции бурового раствора. Для решения данной проблемы были разработаны буровые растворы с микропузырьками воздуха (БРМП). Разработана технология получения таких растворов, определены рациональные концентрации полимерных реагентов, поверхностно-активных веществ – пенообразователей, химических реагентов общего назначения. Установлено влияние температуры на стабильность таких растворов. Разработаны рекомендации по условиям применения БРМП и дальнейшему совершенствованию таких систем.

Ключевые слова: буровые растворы; аномально низкое пластовое давление; пенообразователи; полимеры; микропузырьки.

УДК 622.24.051.64

РАЗРАБОТКА АЛМАЗНОГО ИНСТРУМЕНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ДАННЫХ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И РЕЗУЛЬТАТОВ СИСТЕМНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ (С. 18)

Вячеслав Васильевич Нескоромных
Марина Сергеевна Попова

Сибирский федеральный университет 660025, Красноярск, ул. Красноярский рабочий, 95

E-mail: sovair@bk.ru

Новый комплексный подход к проектированию алмазного бурового инструмента должен учитывать изменчивость горно-геологических условий бурения и механизм разрушения горной породы. Механизм разрушения

породы рассматривается с учетом конструкции коронки, зернистости и формы алмазных резцов, характера размещения алмазов в матрице, физико-механических свойств породы, параметров режима бурения. Анализ производится с использованием современных средств компьютерного моделирования.

Ключевые слова: разрушение породы; буровая коронка; компьютерное моделирование; ядро сжатия породы.

УДК 622.244.422

СОВРЕМЕННЫЕ ИЗВЕСТНЫЕ И НОВЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ СМЕСИ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРВИЧНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНАХ РАЗНОГО НАЗНАЧЕНИЯ (С. 24)

Наталья Владимировна Самсоненко

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина 119991, Москва, Ленинский проспект, дом 65

E-mail: nvsamsonenko@rambler.ru

В статье рассматриваются известные и новые тампонажные смеси для цементирования обсадных колонн. Анализ показывает, что минералогический состав всех портландцементов – тампонажных и строительных, практически одинаковый. Показано отрицательное влияние реагентов-электролитов и полимеров на контракцию твердеющего тампонажного раствора, приводящую к увеличению объемной усадки камня. Известные технологии не обеспечивают герметичность заколонных и межколонных пространств скважины. Только использование новых порошкообразных расширяющихся тампонажных смесей, образующих в процессе твердения камни с большой (более 5%) величиной объемного расширения, позволит повысить герметичность крепи скважины в сложных горно-геологических условиях.

Ключевые слова: облегченный азрированный тампонажный раствор; тампонажный раствор нормальной плотности; расширяющие добавки; тампонажные смеси; тампонажные цементы; крепление скважин.

УДК 622.245.65

ВОПРОСЫ ТЕХНОЛОГИИ СПУСКА ХВОСТОВИКА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ СТВОЛ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИНЫ ГРАВИЙНЫМ ФИЛЬТРОМ (с. 30)**Рамиль Наильевич Абсатдаров
Александр Сергеевич Оганов
Александр Степанович Повалихин**

Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина
119991, Москва, Ленинский проспект, дом 65
E-mail: absatdarov.ramil@mail.ru

Приведены результаты исследования процесса спуска хвостовика с фильтром-каркасом в горизонтальный ствол скважины. Обосновано условие совместимости бурильных труб и фильтра-каркаса, при котором обеспечивается продольная устойчивость транспортировочной бурильной колонны при спуске компоновки фильтра в скважину. Определены критические параметры кривизны горизонтального ствола скважины, при которых компоновка фильтра в процессе спуска теряет продольную устойчивость. Разработан и обоснован критерий оптимизации размеров нижней части компоновки фильтра, при котором обеспечивается минимум прижимающей силы при спуске фильтра в скважину.

Ключевые слова: хвостовик; фильтр-каркас; компоновка фильтра; горизонтальный ствол скважины; гравийный фильтр; транспортировочная колонна труб; критерий оптимизации.

УДК 622.241.7

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ, ПРИБЛИЖЕННЫХ К РЕАЛЬНЫМ (с. 35)**Рубен Александрович Ганджумян**

МГРИ-РГГРУ
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23
E-mail: nana274221@mail.ru

Представлена схема лабораторной экспериментальной установки для исследования процесса формирования ствола скважины и параметров его искривления в зависимости от воздействия различных горно-

геологических факторов. С помощью данной установки можно проводить широкий круг исследований, позволяющих оценить влияние геологических, технических и технологических факторов на параметры искривления, выбрать критерии оптимизации направленного бурения естественно искривленных скважин. В отличие от существующих экспериментальных установок и стендов данная конструкция наиболее близко имитирует условия работы бурильных колонн и разрушения горных пород в реальной скважине.

Ключевые слова: экспериментальная установка; формирование ствола скважины; естественное искривление скважины; модель геологического разреза.

УДК 622.276

ПЕРСПЕКТИВЫ ЗАКАЧКИ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ВОДЫ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАВОДНЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В ДЕЛЬТЕ РЕКЕ НИГЕРА (НИГЕРИЯ) (с. 37)

¹ Бэссеи Инико Экенг
¹ Дмитрий Георгиевич Антониади
¹ Ольга Вадимовна Савенок
¹ Нвизуг-Би Лейи Ключерт
² Юрий Николаевич Мойса

¹ Кубанский государственный технологический университет;
350072, г. Краснодар, ул. Московская, 2
E-mail: index_2k6@yahoo.com
² ООО «НПО» ХИМБУРНЕФТЬ»
350063, г. Краснодар, ул. Кубанская Набережная, 7
E-mail: HBN2005@yandex.ru

Доминирующим методом воздействия на залежь в настоящее время является заводнение пластов. Основные цели этого метода – поддержание пластового давления и увеличение конечного коэффициента нефтеотдачи. Падающий дебит нефти и возрастающая обводненность за счёт снижения пластового давления являются основной причиной процесса проектирования заводнения в течение многих лет, и нефтяные компании применяли различные методы для поддержания пластового давления и увеличения суммарной добычи. Месторождение «Х» находится на поздней стадии разработки, средняя обводненность составляет более 85%, большинство оставшихся запасов относятся к трудноизвлекаемым.

В данной работе проведено экспериментальное исследование возможности использования низкоминерализованного заводнения для повышения нефтеотдачи. Влияние закачиваемой минерализованной воды на коэффициент вытеснения низкоминерализованного заводнения исследовали с использованием лабораторно приготовленного рассола при 150 г/л (SE-W1), морской воды (SE-W2) при 35,091 г/л и пластовой воды (SE-W3) при 104,396 г/л. Использованные воды разбавляли до половины (50%) их первоначальной солености, 5,0 и 2,0 г/л соответственно.

В результате установлено, что добыча нефти снижается с 81,34% до 73,22% при уменьшении концентрации рассола NaCl с 1,5 г/л до 0,5 г/л. Эта тенденция показывает, что оптимальная концентрация NaCl, составляет 1,5 г/л NaCl- закачиваемой воды. Кроме того, после фильтрации 3 PV получается около 78,22% нефтеотдачи с 1,0 г/л NaCl закачкой воды.

Ключевые слова: низкоминерализованное заводнение; МУН; относительная проницаемость; вторичное заводнение.

УДК 622.276.64

РЕГУЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭМУЛЬСИОННЫХ СОСТАВОВ (с. 44)**Максим Игоревич Королев
Михаил Константинович Рогачев**

Санкт-Петербургский горный университет
199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21-я линия, д. 2
E-mail: korolevhik@yandex.ru
E-mail: rogatchev@mail.ru

В статье представлено геологическое обоснование технологии применения эмульсий с целью довыработки остаточных запасов нефти и вовлечение в активную разработку не дренируемых зон различных категорий в условиях Урало-Поволжской нефтяной провинции. Также представлены результаты гидродинамического моделирования предлагаемой технологии регулирования фильтрационных потоков в трех приближениях. Определены оптимальные условия применения

эмульсий на высокообводнённых терригенных пластах.

Ключевые слова: терригенные пласты; эмульсии; неоднородность; гидродинамическое моделирование; изменение фильтрационных потоков.

УДК 622.276.58

ПРИМЕНЕНИЕ НЕСТАЦИОНАРНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИНЫ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (с. 50)

**Искандер Наилевич Сафин
Улугбек Азаматович Салимбаев
Азамат Насыбекович Лепесов**

Казанский государственный энергетический университет
420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51
E-mail: golden.zet@yandex.ru

Рассмотрен механизм нестационарного режима работы. Проанализирован опыт применения нестационарного режима для увеличения добычи нефти из заводненных скважин. Отмечаются положительные результаты при применении данного режима к добывающим скважинам.

Ключевые слова: скважина; нестационарный режим; обводнённость; нефть.

УДК 621.6-7

ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ВОЛН ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ НА ПРОЦЕССЫ КОРРОЗИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ (с. 53)

GEOLOGICAL-MECHANICAL MODELING FOR THE PROBLEMS OF WELLS DRILLING AND COMPLETION IN HIGH-POROUS COLLECTORS (p. 5)

¹ Garavand Abuzar

¹ Valeriy Mikhaylovich Podgornov

² Yuriy Pavlovich Stefanov

¹ Gubkin Russian State University of oil and gas

65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russia

E-mail: garavand.aboozar@gmail.com

E-mail: vpodgornov@bk.ru

² Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS)

3, Prospekt Akademika Koptyuga,

**Ягубов Зафар Хангусейн оглы
Андрей Эврикович Старцев
Андрей Эдуардович Беляев**

Ухтинский государственный технический университет
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13

E-mail: zyagubov@ugtu.net

E-mail: astarcev@ugtu.ne

E-mail: abelyaev@ugtu.net

В статье рассмотрены вопросы электрохимической коррозии подземных трубопроводов с катодной защитой под действием наводимых в них переменных токов промышленной частоты от высоковольтных линий передачи энергии. Исследована физика электромагнитного взаимодействия высоковольтных линий промышленной частоты и протяженных стальных трубопроводов.

Ключевые слова: стальной трубопровод; катодная защита; электрохимическая коррозия; переменные электромагнитные поля; высоковольтная линия электропередач.

УДК 551.242.1

О МЕХАНИЗМЕ ГЛОБАЛЬНОГО ТЕКТОГЕНЕЗА ЗЕМЛИ (с. 56)

Владимир Иванович Иванников

ООО Фирма «АТЛАС»

123423, Москва, ул. Народного Ополчения, дом 28, корп. 1, оф.161

E-mail: firma-atlas@mail.ru

Novosibirsk, 630090, Russia

E-mail: StefanovYP@ipgg.sbras.ru

Investigation of stability, plastic deformation, stress-strain state and rock destruction around the wellbore was carried out with the help of an elastoplastic model, which better reflects the real bottom-hole conditions. The results of numerical modeling made it possible to reveal the conditions of irreversible deformations occurrence and to show the dependence of the fractured areas shape on the medium initial stress-state, its mechanical properties and the equivalent density of the drilling mud.

Key words: highly porous reservoirs; elastoplastic model; numerical modeling; wellbore stability.

В статье представлена авторская концепция тектогенеза Земли, которая состоит в том, что наша планета формировалась путем аккреции газопылевого вещества на зародыш в виде гидридного железа, полученного от разрушения старой звезды - спарринг-партнера Солнца. Её мантия затвердела и стала базовым структурным элементом.

Ядро Земли, состоящее из твёрдой сердцевины и жидкой оболочки, несколько отставая от вращения мантии, генерирует тепло и вынос протонного газа за счет трения слоев в оболочке ядра. Восходящий водород накапливается в подкорковом слое и вступает в экзотермические реакции с проникающей в астеносферу водой, отчего астенослой разогревается и расширяется.

В истории тектонического развития Земли имели место пульсации литосферы. В рамках концепции автора пульсации связаны с периодами разогрева астеносферы и её охлаждения, которые в свою очередь чередовались с периодами перегрева ядра и отдачей тепла в мантию. При остывании астеносферы её толщина сокращалась. Кора испытывала коробление, складкообразования, надвиги плит друг на друга и другие деформации. В периоды разогрева астеносферы интенсифицировались ручьевые перетоки магмы от полюсов к экватору, что способствовало расчленению материковой суши.

Ключевые слова: тектогенез Земли; аккреция; астенослой; рифтовый разлом; магма.

SUBSTANTIATION OF DRILLING FLUIDS SOLUTIONS USED FOR OPENING OF DEPLETED PRODUCTIVE COLLECTORS IN "WHITE TIGER" OIL FIELD (SRV) (p. 11)

¹ Nikolaj Vladimirovich Solov'ev

¹ CHyong Van Ty

² Fam Kuang Hieu

³ Ta Kuang Min'

¹ Diana Konstantinovna Kudryavceva

¹ Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)

23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia

E-mail: nvs@mgri-rggru.ru; k.drill.mgri@yandex.ru

² The Ministry of industry and trade SRV

18 street Duc Thang, B. Tu Liem, Ha

Noi, Vietnam

E-mail: Hieu1129@gmail.com

³ Hanoi University of Mining and Geology

18 street Duc Thang, B. Tu Liem, Ha Noi, Vietnam

E-mail: minhtq.ctat@vpi.pvn.vn

Absorption of drilling fluids during drilling causes many unpredictable complications. When drilling in the basement rocks of the White Tiger deposit, the intervals with an abnormally low pressure often occur, thus bringing a loss of circulation of the drilling mud. To solve this problem, drilling fluids with microbubbles of air (DFMB) have been developed. A technology for obtaining such solutions has been introduced, rational concentrations of polymer reagents, surfactants - foaming agents, general chemical reagents have been determined. The influence of temperature on the stability of such solutions is established. Recommendations on the conditions of such DFMB use and further improvement of such systems are developed.

Key words: drilling fluids; abnormally low reservoir pressure; foaming agents; polymers; microbubbles.

DEVELOPMENT OF THE DIAMOND TOOLS USING THE DATA OF COMPUTER MODELING AND THE RESULTS OF SYSTEM STUDIES (p. 18)

Vyacheslav Vasil'evich Neskromnyh Marina Sergeevna Popova

Siberian Federal University

95, Prospekt imeni gazety «Krasnojarskij rabochij», Krasnojarsk, 660025, Russia

E-mail: sovair@bk.ru

A new integrated approach to development of diamond drilling tools should take into account the variability of drilling mining-geological conditions and the rock destruction mechanism. The rock destruction mechanism is considered with account of a core construction, grain and shape of diamond cutters, specifics of diamond placement in the matrix, physical-mechanical properties of the rock, parameters of drilling mode. The analysis is performed using modern computer modeling.

Key words: rock destruction; drill bit core; computer modeling; core of rock compression.

MODERN WELL-KNOWN AND NEW GROUTING MIXTURES AND TECHNOLOGIES OF THE INITIAL CEMENTING OF CASING STRINGS IN WELLS OF VARIOUS USE (p. 24)

Natal'ya Vladimirovna Samsonenko

Gubkin Russian State University of oil and gas

65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russia

E-mail: nvsamsonenko@rambler.ru

The article considers well-known and new grouting mixtures for casing strings cementing. The analysis shows that the mineralogical composition of all portland cement - plugging and construction- is almost the same. The negative effect of reagents-electrolytes and polymers on the contraction of the hardening grouting mortar, that leads to an increase in the stone volumetric shrinkage, is demonstrated. The well-known technologies fail to ensure the tightness of the borehole annulus and tubing-casing areas. Only the use of new powder-like expanding grouting mixtures that form stones with a large (more than 5%) volume expansion during hardening will make it possible to increase the leak tightness of the borehole in difficult mining and geological conditions.

Key words: lightweight aerated grouting mixture; plugging solution of normal density; expanding additives; plugging mixtures; oil well cements; well cementing.

TECHNOLOGICAL PROBLEMS OF THE LINER RUNNING INTO A HORIZONTAL WELLBORE DURING A WELL'S COMPLETION BY A GRAVEL PACK (p. 30)

Ramil' Nail'evich Absatdarov

Aleksandr Sergeevich Oganov

Aleksandr Stepanovich Povalikhin

Gubkin Russian State University of oil and gas

65, Leninskiy prospect, Moscow, 119991, Russia

E-mail: absatdarov.ramil@mail.ru

The results of the study of running a liner with the filter-frame into a horizontal wellbore are presented. The compatibility condition of the drill pipes and the filter-frame, that provides the longitudinal stability of the drill pipe string during the filter assembly running into the horizontal well is proved. Critical parameters

of a horizontal wellbore curvature, under which the filter assembly during running loses its longitudinal stability, are determined. A criterion for optimization of the dimensions of the filter assembly lower part, which ensures a minimum pressing force during the filter's running into the well is developed and proved.

Key words: liner; filter-frame; filter assembly, horizontal wellbore; gravel packing filter; shipping drill string; optimization criterion.

EXPERIMENTAL UNIT FOR STUDYING A WELL NATURAL DEVIATION IN CONDITIONS CLOSE TO THE REAL ONES (p. 35)

Ruben Aleksandrovich Gandzhumyan

Russian State Geological Prospecting University (MGPI-RSGPU)

23 Miklukho-Maklaja str., Moscow, 117997, Russia

E-mail: nana274221@mail.ru

The scheme of an experimental installation for studying the process of a borehole formation and parameters of its bending depending on various mining-geological factors is presented. With the help of this installation, it is possible to conduct a wide range of studies that allow assessing the influence of geological, technical and technological factors on curvature parameters and select the criteria for optimizing directional drilling of naturally deviated wells. Unlike the existing experimental installations and benches, this construction most closely simulates the operating conditions of a drill string and rocks destruction in a real well.

Key words: experimental installation; borehole formation; naturally deviated well; model of the geological section.

PROSPECTS OF LOW-MINERALIZED WATER INJECTION TO STIMULATE WATER-FLOODING FOR OIL RECOVERY ENHANCEMENT IN THE NIGER RIVER DELTA (NIGERIA) (p. 37)

¹ Behsrej Iniko EHKeng

¹ Dmitrij Georgievich Antoniadi

¹ Ol'ga Vadimovna Savenok

¹ Nvizug-Bi Leji Klyuvert

² YUrij Nikolaevich Mojsa

¹ Kuban State University of Technology 2, Moskovskaja St., Krasnodar, 350072, Russia

E-mail: index_2k6@yahoo.com
 ² LLC «NPO» HIMBURNFT»
 7, Kubanskaya Naberezhnaya str.,
 Krasnodar, 350063, Russia
 E-mail: HBN2005@yandex.ru

Currently, the dominant method of a reservoir stimulation is water-flooding. The main objectives of this method are reservoir pressure maintenance and final oil recovery factor increase. Declining oil production rate and increasing water-flooding due to reservoir pressure reduction are the main reason for planning of water flooding for many years and oil companies applied various methods to maintain reservoir pressure and increase cumulative production. The "X" field is in its latest stage of development, the average water-flooding makes more than 85%, the majority of the remaining reserves are hard to recover. This paper experimentally studies possible use of low salinity water-flooding to enhance oil recovery. The effect of pumped mineralized water on the displacement coefficient of the low-mineralized waterflood was investigated using a laboratory-prepared brine at 150 g/l (SE-W1), seawater (SE-W2) at 35.091 g/l and formation water (SE-W3) at 104.396 g/l. The used waters were half-diluted (50%) of their original salinity, 5.0 and 2.0 g/l, respectively.

The results show that oil production decreases from 81.34% to 73.22% when the concentration of NaCl brine decreases from 1.5 g/l to 0.5 g/l. This trend indicates that NaCl optimal concentration is 1.5 g/l. In addition, after filtration of 3 PV, about 78.22% of oil recovery is obtained with 1.0 g/l of NaCl by water injection.

Key words: low-salinity water-flooding; EOR; relative permeability; secondary water-flooding.

CONTROL OF FLOW PROPERTIES OF HIGHLY WATER-SATURATED TERRIGENOUS FORMATION USING EMULSION COMPOSITIONS (p. 44)

Maksim Igorevich Korolev
Mihail Konstantinovich Rogachev
 St. Petersburg Mining University
 Vasilevsky ostrov, 21st line, h.2, St. Petersburg, 199106, Russia
 E-mail: korolevhik@yandex.ru
 E-mail: rogachev@mail.ru

The paper geologically substantiates the technology of emulsions use in

order of additional recovery of oil residual resources and bringing into production of various-category non-draining zones in conditions of the Urals-Volga oil province. The results of hydrodynamic modeling of the proposed technology of filtration flows regulation are also presented. The optimum conditions of emulsions use in highly water-flooded terrigenous formations are determined.

Key words: terrigenous formations; emulsions, heterogeneity; hydrodynamic modeling; change of filtration flows.

USE OF A WELL'S NON-STATIONARY OPERATIONAL MODE TO ENHANCE OIL RECOVERY (p. 50)

Iskander Nailevich Safin
Ulugbek Azamatovich Salimbaev
Azamat Nasybekovich Lepesov
 Kazan State Power Engineering University
 51, Krasnoselskaya st., Kazan, 420066, Russia
 E-mail: golden.zet@yandex.ru

The non-stationary operating mode of a production well is considered. Its advantages are compared with other operating modes of a well. The experience of non-stationary mode application to increase oil production from flooded wells is analyzed. The results of application of production wells' non-stationary operating mode are presented.

Key words: non-stationary operating mode; well; flow rate; water-flooding; formation.

EFFECT OF ELECTROMAGNETIC WAVES OF COMMERCIAL FREQUENCY ON TRUNK PIPELINES CORROSION (p. 53)

Yagubov Zafar Hangusejn ogly
Andrej EHvrikovich Starcev
Andrej EHduardovich Belyaev
 Ukhta state technical university, Ukhta Dld. 13, Pervomaiskaya str., Ukhta, Republic of Komi, 169300, Russia
 E-mail: zyagubov@ugtu.net
 E-mail: astarcev@ugtu.net
 E-mail: abelyaev@ugtu.net

The paper deals with the problems of electrochemical corrosion of underground pipelines with cathodic protection under the influence of alternating currents induced in them

from industrial high-voltage power transmission lines. The physics of electromagnetic interaction of high-voltage lines of industrial frequency and extended steel pipelines is investigated.

Key words: steel pipeline; cathodic protection; electrochemical corrosion; alternating electromagnetic fields; high-voltage power transmission line.

THE MECHANISM OF THE EARTH'S GLOBAL TECTONIC GENESIS (p. 56)

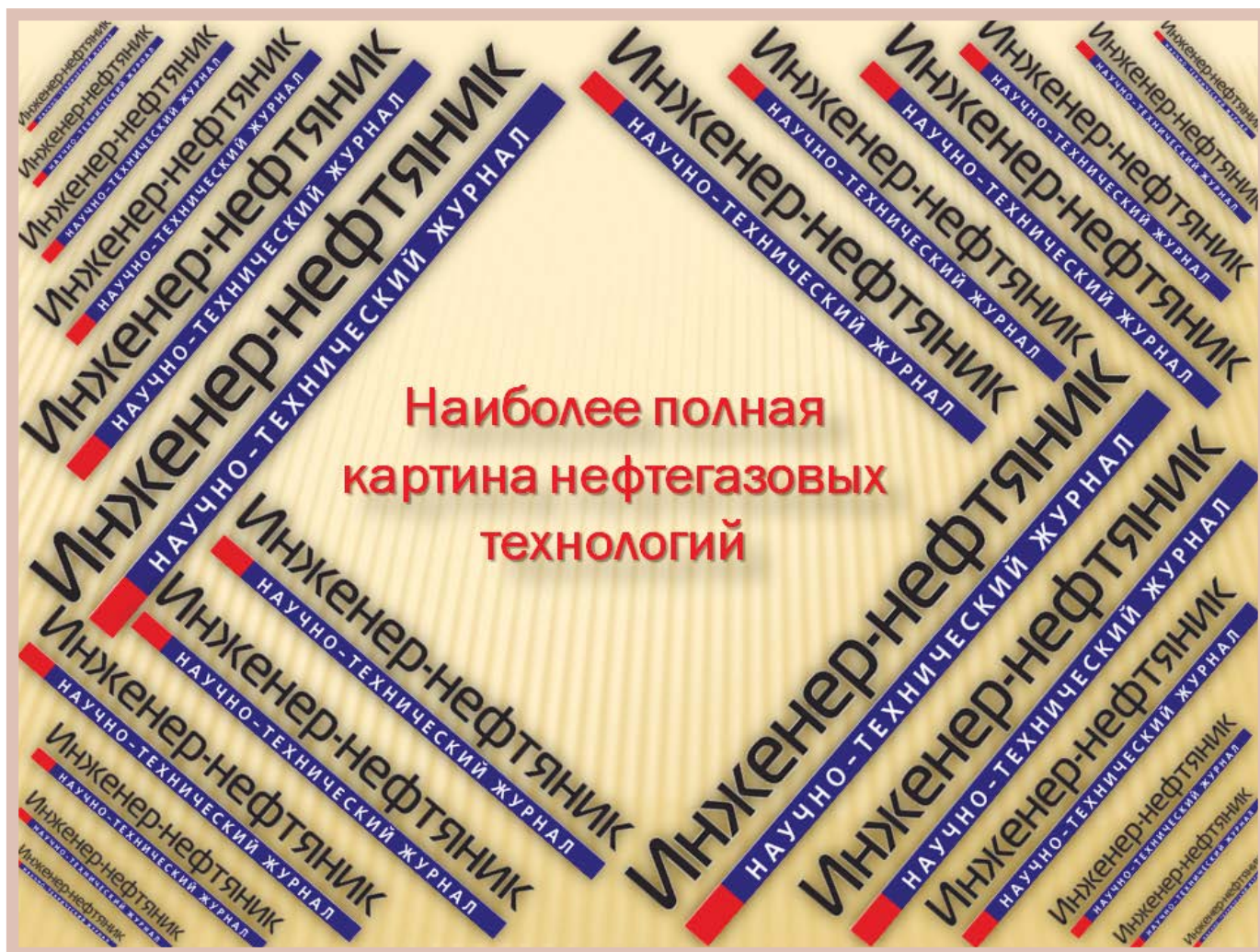
Vladimir Ivanovich Ivannikov
 LLC Firma «ATLAS»
 of.161, 28-1, Narodnogo Opolchenija str., Moscow, 123423, Russia
 E-mail: firma-atlas@mail.ru

The author of the paper presents his concept of the Earth's tectonic genesis, which says that our planet was formed by accretion of a gas dust substance onto the embryo in the form of hydride iron, obtained from the destruction of the old star - the sparring partner of the Sun. Its mantle solidified and became a basic structural element.

The core of the Earth, consisting of a solid core and a liquid shell, somewhat behind the rotation of the mantle, generates heat and removal of the proton gas due to the friction of the layers in the core shell. Ascending hydrogen is accumulated in the subcrustal layer and enters into exothermic reactions with the water penetrating into the asthenosphere, thus causing warming up and expansion of the asthenolayer.

In the history of the Earth tectonic development, lithospheric pulsations took place. In the author's concept framework, pulsations are associated with the periods of the asthenosphere heating and cooling, which in their turn alternated with the periods of the core superheating and heat release into the mantle. When the asthenosphere was cooling its thickness was reduced. The core experienced warping, folding, thrusting of plates against each other and other deformations. During the asthenosphere warming up, there occurred intensification of magma cross flows from the poles to the equator, which contributed to the dismemberment of the continental land.

Key words: Earth tectonic genesis; accretion; asthenolayer; rift fault; magma.



Продолжается подписка на научно-технический журнал "Инженер-нефтяник" на 2019 год!

Индексы журнала:

- 35836 - по каталогу Агентства "Роспечать";
- 91842 - по объединённому каталогу "Пресса России"

Материалы журнала посвящены вопросам проектирования, изготовления, эксплуатации, обслуживанию и ремонту различных сооружений и машин, предназначенных для бурения скважин, обустройства месторождений, а также для добычи, первичной переработки и транспорта нефти и газа.

Публикуемые статьи рассказывают о последних достижениях в этой области и предназначены для ученых научно-исследовательских и проектных институтов, университетов, инженеров и руководителей нефтегазодобывающих, буровых, строительных, сервисных компаний и организаций.

Активный и творческий обмен научно-технической информацией на страницах нашего журнала поможет специалистам различного профиля нефтегазовой и смежных отраслей ориентироваться в технических вопросах добычи, транспорта и первичной переработки нефти и газа.

Приглашаем к сотрудничеству руководителей предприятий и организаций, ученых, инженеров и специалистов. Публикация научно-технических статей в журнале бесплатная. Журнал на своих страницах размещает рекламу нефтегазовых технологий, технических средств и материалов, разработчиками и изготовителями которых являются ведущие производственные и сервисные компании.

Адрес для переписки:
127422 Москва, Дмитровский проезд, дом 10
Телефон редакции: (495) 543 9116 доб. 241
Факс: (495) 543 9612