

УДК 622.276

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПОДСТИЛАЮЩИХ ВОД НА РАЗРАБОТКУ
ПЛАСТА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПК₁₋₃ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

**EVALUATION OF THE INFLUENCE OF THE UNDERLYING WATERS
FOR DEVELOPING OF HEAVY OIL RESERVOIR PK₁₋₃ OF THE
VOSTOCHNO-MESSOYAKHNSKOYE OIL FIELD BY USING WELL TESTS**

И. В. Коваленко, С. К. Сохошко, Д. А. Листойкин

I. V. Kovalenko, S. K. Sokhoshko, D. A. Listoykin

ООО «Газпромнефть – НТЦ», г. Тюмень

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: высоковязкая нефть; коэффициент извлечения нефти;
горизонтальные скважины; диагностика и управление разработкой; гидродинамические
методы исследований; аквифер*

*Key words: high-viscosity oil; oil recovery factor; horizontal wells; diagnostics and development
management; well test analysis; aquifer*

Выбор оптимальной системы разработки для объектов со сложной геологией зависит от множества факторов, знание которых помогает принимать корректные решения, что в дальнейшем сказывается на темпах добычи нефти на протяжении всей разработки объекта, а также на коэффициенте извлечения нефти. Для объекта разработки ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения одними из актуальных факторов явились понимание величины влияния подошвенных вод на разработку пласта и латеральная связанность рассматриваемого объекта.

Для всей толщины пласта ПК₁₋₃ характерно отсутствие регионально выдержанных мощных глинистых пропластков, вследствие чего отложения представляют собой по многим участкам единую геолого-гидродинамическую систему относящихся к литогенетическим типам прибрежно-морских фаций. Залежь газонефтяная, массивная, осложнена тектоническими нарушениями, залегает в сложно переслаивающейся толще высокопористых песчаников, алевролитов и аргиллитов покурской свиты. Классическим подходом к разработке такого рода запасов нефти является бурение длинных горизонтальных скважин. При этом, как правило, разработка нефтяных оторочек осложнена прорывами газа и воды. Для принятия решений по разработке месторождения важной необходимостью являются внедрения системы поддержания пластового давления (ППД) и период отработки скважин. В данных условиях получение информации о работе пласта, контроль и управление разработкой — крайне актуальная и в то же время сложная задача.

В работе рассматривается применимость результатов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на горизонтальных скважинах для выявления и дифференцирования геологических особенностей пласта ПК₁₋₃, связанного с водоносным горизонтом на различных участках, при разработке Восточно-Мессояхского месторождения. Полученные результаты помогли не только актуализировать текущую гидродинамическую модель, но также оказали влияние на принятие решений по выбору оптимальной системы разработки, необходимости внедрения системы ППД.

Гидродинамические исследования как инструмент уточнения геологических особенностей пласта. Комплексирование данных различных методов гидродинамических исследований помогает в совокупности дать ответ на наличие или отсутствие влияния подошвенных вод на фильтрацию к стволу горизонтальной скважины.

Целевой пласт ПК₁₋₃ разбит на три циклита А, В, С (рис. 1): А — малоизучен, преимущественно газонасыщенная зона; В — пойменная часть, подгазовая зона; С — русловая часть, первоочередной объект разработки, высокопроницаемая нефтенасыщенная толща, находящаяся рядом с водонефтяным контактом (ВНК). Предполагается, что циклит С имеет сообщаемость с ВНК, циклит В преимущественно изолирован глинистой перемычкой от циклита С.

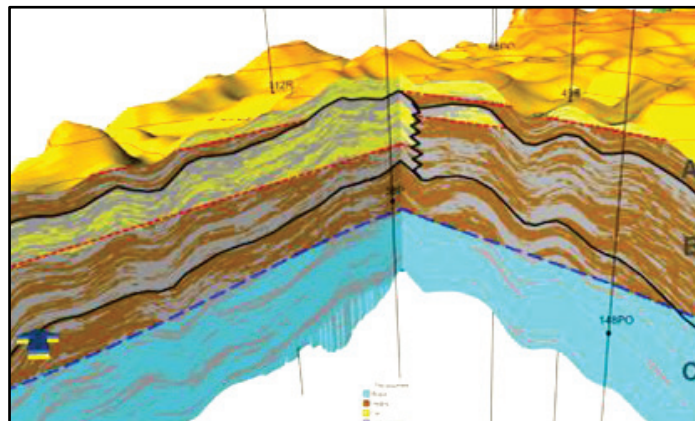


Рис. 1. Геологический разрез пласта ПК₁₋₃

Выделяются следующие проблемы по данным ГДИС и работы скважин:

1) Почти на всех пробуренных горизонтальных скважинах отсутствуют линейные потоки. После 10 часов остановки производная давления выходит на полку радиального режима течения, которая продолжается до 1 000 часов [1]. С точки зрения ГДИС это говорит о том, что основная часть ствола не работает. Для комплексирования данных по различным методам исследований на ряде скважин было проведено промыслово-геофизическое исследование (ПГИ) [2], которое, в свою очередь, показало работу значительной части ствола.

2) По ряду скважин был получен приток воды, связанный с конусообразованием из нижних водонасыщенных пластов. Это достаточно хорошо диагностируется как по режиму работы, так и на исследовании. Начинает расти коэффициент продуктивности за счет подключения дополнительных мощностей, и на диагностическом графике наблюдается падение производной давления — образование сферического режима течения [3].

3) По ряду скважин диагностировали негативное влияние газа. На режимах кривой восстановления давления (КВД) скважина восстанавливается периодически до начального давления и до аномально высокого. Основной версией принято считать эффект от высокой подвески манометра. Манометр после остановки скважины на КВД находится либо в жидкой фазе, либо в газообразной. Выделившийся после разгазирования газ передавливает нефть под электроцентробежный насос (ЭЦН) и на начальных временах искажает КВД.

Основой для понимания геологического строения пласта послужило незапланированное гидропрослушивание. Во время остановки одной из скважин на КВД произвели запуск в работу вновь пробуренной соседней скважины, расположенной в 150 метрах. Реакция на запуск была получена в течение короткого временного интервала (рис. 2). На скорость наступления реакции влияет значение пьезопроводности пласта (1), на амплитуду создаваемого импульса — величина гидропроводности (2). Таким образом, зная время наступления реакции и величину амплитуды, можно из уравнения пьезопроводности получить значение проницаемости (4), а из гидропроводности — значение эффективной мощности (5) [4].

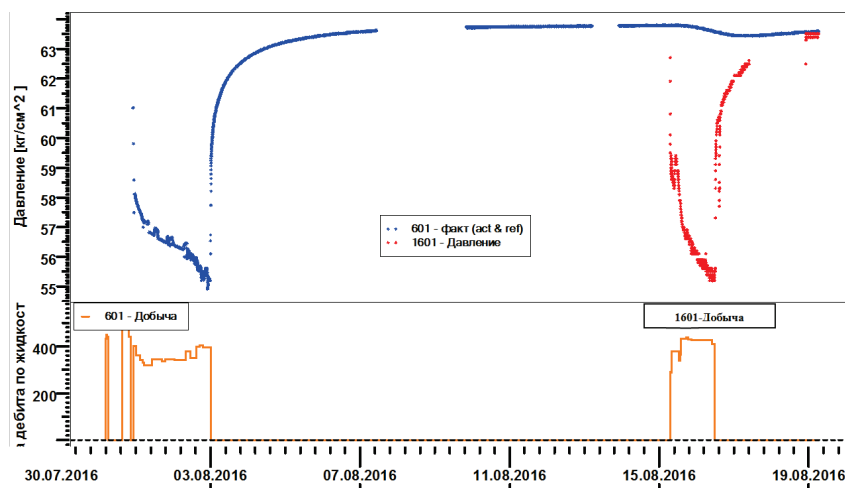


Рис. 2. Изменение забойного давления на скважинах 601 Г, 1601 Г

По отклонению, полученному на данных скважинах, по приведенным уравнениям была рассчитана мощность, которая варьировалась от 120 до 100 м, что значительно больше текущих представлений о геологии пласта. Аналогичный расчет был проделан по всем скважинам, где диагностировали взаимовлияние. Дополнительно проводилось сопоставление фактических данных с расчетами на секторной модели при различной вариации мощности пласта. По полученным данным была построена карта общей мощности по гидропрослушиванию (рис. 3). Также эти результаты по мощности были наложены на карту глинистой перемычки циклита С и аквифера, что позволило сделать следующий вывод: там, где глинистая перемычка меньше, увеличивается мощность по гидропрослушиванию (ГДП).

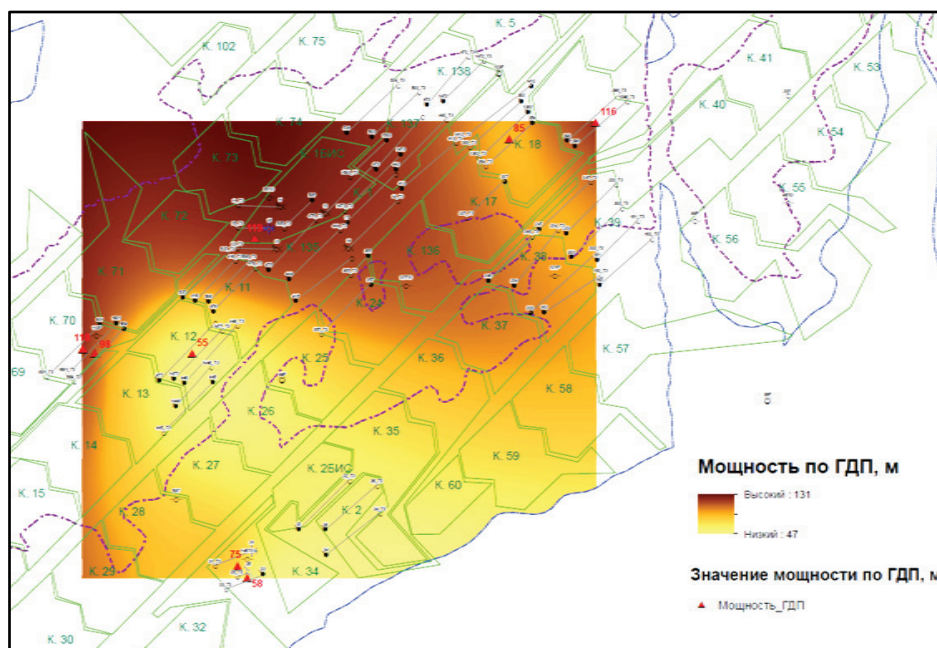


Рис. 3. Мощность пласта по гидропрослушиванию

Общая мощность рассчитывалась как толщина пласта, переведенная на нефтяной эквивалент, при работе которой должно произойти такое же изменение давления в реагирующей скважине на создание аналогичного импульса.

$$\chi = \frac{R^2 t_1}{4 t_{max} t_2} \cdot \frac{1}{\ln \frac{t_{max}}{t_2}} = \frac{\kappa}{\mu \cdot \beta^*}, \quad (1)$$

где χ — пьезопроводность пласта, м²/с; R — расстояние между возмущающей и реагирующей скважинами, м; t_1 — время между первым и вторым изменением дебита возмущающей скважины, с; t_2 — время запаздывания сигнала ($t_{max} - t_1$), t_{max} — время с момента первого изменения дебита (остановка возмущающей нагнетательной скважины) до момента регистрации возмущения в наблюдательной скважине; k — проницаемость пласта, Д; μ — вязкость жидкости в пластовых условиях, мПа · сек; β^* — коэффициент упругости пласта, 1/(кг/см²).

$$\varepsilon = 921,5 \frac{\Delta Q_0 (E_i(-x_0) - E_i(-x_1))}{\Delta p_{max}} = \frac{k \cdot h}{\mu}, \text{ здесь} \quad (2)$$

$$x_0 = \frac{R^2}{4 \chi t_{max}}; x_1 = \frac{R^2}{4 \chi t_2}, \quad (3)$$

где ε — коэффициент гидропроводности пласта, (мкм² · м)/(мПа · с); $E_i(-x)$ — интегрально показательная функция аргумента x ; Δp_{max} — максимальное изменение давления в реагирующей скважине, Па; h — эффективная мощность пласта, м.

$$\kappa = \chi \cdot \mu \cdot \beta^* \quad (4)$$

$$h = \frac{\varepsilon \cdot \mu}{k}. \quad (5)$$

После однозначного определения влияния подстилающей воды (значительная мощность по ГДП, обводнение скважин) вернемся к вопросу отсутствия продолжительного режима течения при исследованиях горизонтальных скважин. Просчитан вариант остановки скважины на КВД при работе не только нефтенасыщенного пласта, но и водонасыщенной части (рис. 4). В таком случае создаваемый отклик от непроницаемой границы, которой выступает подошва, диагностируется на достаточно поздних временах или совсем не диагностируется. В итоге ошибка возникает не только в определении эффективной длины ствола, но и в определении проницаемости.

Однако по ряду скважин были получены достаточно продолжительные линейные потоки. Данные скважины были разделены по геологическому расположению на циклиты В и С. Линейный поток в скважинах циклита В является следствием работы горизонтального ствола, так как сам циклит гидродинамически не связан с водоносным горизонтом, и отклик давления на кровлю и подошву диагностируются линейным течением на производные давления. В циклите С продолжительные линейные течения более 100 часов могут характеризовать тектонические нарушения в пласте, а не отклики от кровли и подошвы, и с большей долей вероятности данные скважины обводняются быстро за счет движения воды по подобным разломам.

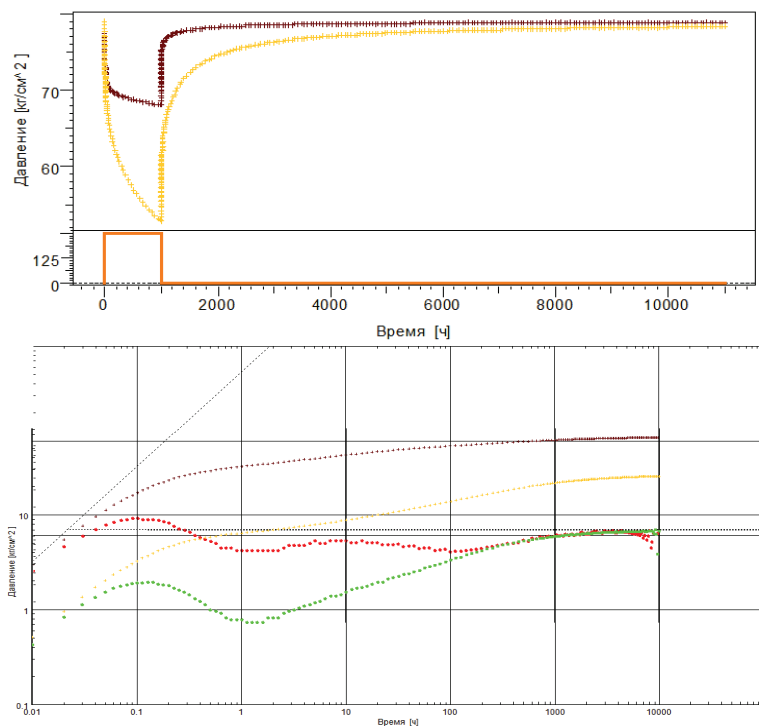


Рис. 4. Модельные кривые исследования кривой восстановления давления горизонтальной скважины (1 000 м) при эффективной мощности пласта 20 и 120 м

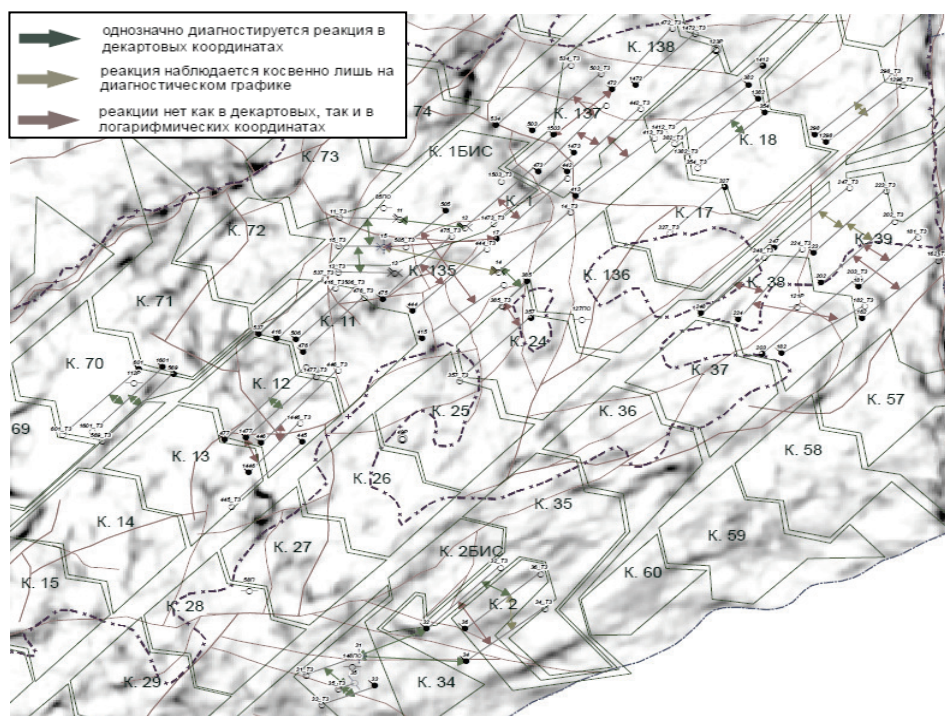


Рис. 5. Наличие гидродинамической связи между запускаемыми скважинами в разработку на карте когерентности

Также был произведен анализ геолого-гидродинамической связанности скважин, запускаемых на объекте, показавший в более чем половине случаев отсутствие связи. Построенные по результатам анализа карты помогли уточнить геологические особенности пласта в зоне отборов.

Влияние подстилающих вод на темпы падения пластового давления. После того как были получены данные и построена карта общей мощности пласта, открытым остался вопрос внедрения закачки при работе мощной подстилающей пачки, которая должна компенсировать текущие отборы на начальном этапе разработки. На секторной модели проведен расчет на сетке скважин с типовым размещением для циклита С — 150 м между скважинами [5–7]. Заложен рост подвижности с глубиной по воде в 30 раз больше (рис. 5). Проведенный расчет показывает, что даже при работе 120 м и средних отборах 50 м³/сут через год среднее пластовое давление в заложенном секторе снижается на 2,9 МПа, что при начальном пластовом давлении 7,7 МПа значительно сказывается на темпы падения добычи. Диагностический график КВД по данным секторной модели (рис. 6) совпадает с аналитическими расчетами и имеет сходство с фактическими данными.

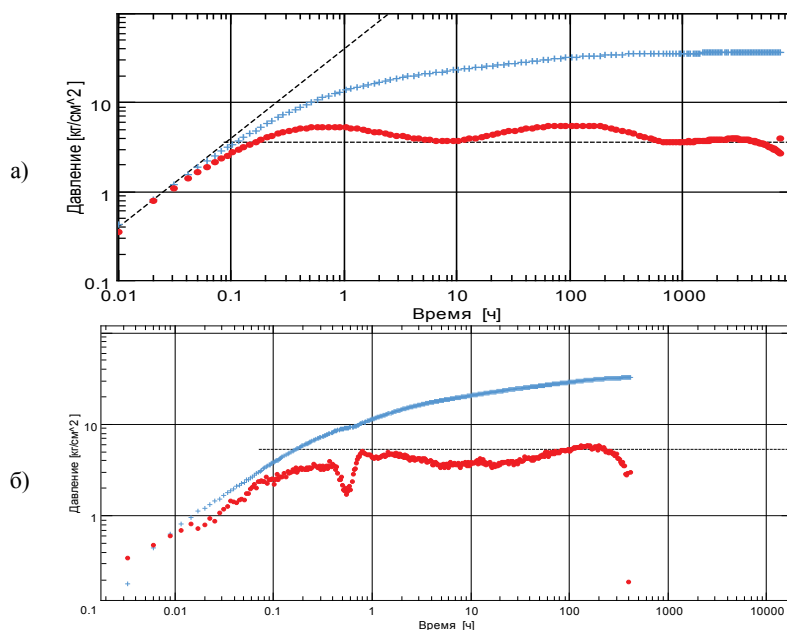


Рис. 6. Диагностический график фактической и модельной кривой восстановления давления: а) модельная кривая Нэфф = 120 м; б) фактическая кривая

Расчеты на гидродинамической модели также показывают работу аквифера мощностью в 150–200 метров.

Таким образом, выявленное влияние подошвенных вод привело к увеличению времени отработки скважин, но вопрос работы скважин на истощении в приконтактной зоне пока остается достаточно актуальным. Для определения величины латеральной работы подстилающих вод требуется дополнительная отработка скважин.

Составлена концептуальная стратегия проведения гидродинамических исследований горизонтальных скважин на подобного рода месторождениях для определения геологических особенностей строения пласта на стадии опытно-промышленных работ (ОПР) и внедрения системы ППД:

- 1) проведение стандартных исследований по технологии КВД добывающих скважин с горизонтальным окончанием — более 500 часов остановки;
- 2) проведение гидропрослушивания на двух добывающих скважинах, расположенных близко друг к другу — реагирующая скважина остановлена на КВД,

возмущающая в это время запускается в работу (если линейные потоки на диагностическом графике по большинству ГДИС этого объекта отсутствуют)

- 3) расчет эффективной мощности пласта по амплитуде импульса;
- 4) расчет темпов падения давления при данной мощности.

Необходимо отметить, что концептуальная схема является инструментом для оценки геологических особенностей и наличия связи с аквифером на качественном уровне и первоначальной оценке диапазона работающей толщины. Также она показывает, что происходит искажение проницаемости и длины ствола при стандартных подходах к интерпретации гидродинамических исследований. Достоверно количественная оценка влияния скважин с подстилающими водами и между собой дополняется при долгосрочном мониторинге разработки месторождения.

Библиографический список

1. Ипатов А. И., Кременецкий М. И. Долговременный мониторинг промысловых параметров как направление развития современных ГДИС // Инженерная практика. – 2012. – № 9. – С. 4–8.
2. Комплексирование результатов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований на примере нефтегазоконденсатного месторождения ПАО «Газпром нефть» / Д. Ю. Баженов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 52–55.
3. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных / Т. А. Деева [и др.]. – Томск: ЦППС НД ТПУ, 2009. – С. 240.
4. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 511 с.
5. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. – М., 2002.
6. Кременецкий М. И., Ипатов А. И., Гуляев Д. Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей // – Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 896 с.
7. Анализ взаимовлияния скважин по результатам мониторинга на основе секторного моделирования / Д. Н. Гуляев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 82–85.

Сведения об авторах

Коваленко Игорь Викторович, к. т. н., начальник отдела, ООО «Газпромнефть – НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Сохосхо Сергей Константинович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Листойкин Дмитрий Александрович, главный специалист, ООО «Газпромнефть – НТЦ», e-mail: Listoykin.DA@gazpromneft-ntc.ru

Information about the authors

Kovalenko I. V., Candidate of Engineering, Head of the Department, LLC «Gazpromneft – NTC», Tyumen, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Sokhoshko S. K., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Listoykin D. A., Chief Specialist, LLC «Gazpromneft – NTC», Tyumen, e-mail: Listoykin.DA@gazpromneft-ntc.ru

УДК 622.279.7

ПОЛИСОЛЕВОЙ БИОПОЛИМЕРНЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТЕРРИГЕННЫМ КОЛЛЕКТОРОМ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ MULTISALT BIOPOLYMER MUD FOR WELL CONSTRUCTION AT FIELDS WITH TERRIGENOUS RESERVOIR IN EASTERN SIBERIA

В. А. Парфирьев, С. А. Палеев, Н. Н. Закиров, Ю. В. Ваганов

V. A. Parfiryev, S. A. Paleyev, N. N. Zakirov, Yu. V. Vaganov

ОАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: скважина; буровой раствор; осложнения в процессе бурения; пластовое давление; эксплуатационная колонна

Key words: well; drilling mud; drilling hazards; reservoir pressure; casing string

Нефтеносность Восточной Сибири, в частности Республики Саха (Якутия), неотъемлемо связана с развитием терригенных коллекторов Паршинской свиты в хамакинском горизонте Алинского и Восточно-Алинского месторождений, яв-