



Е.Д. Глухманчук
канд. геол.-мин. наук
ООО «ЦГМ»¹
директор
geomodeling@mail.ru



В.В. Крупицкий
ООО «ЦГМ»¹
главный специалист
geomodeling@mail.ru



А.В. Леонтьевский
ООО «ЦГМ»¹
главный специалист
geomodeling@mail.ru

Баженовская нефть – «сланцевые технологии» и отечественный опыт добычи*

1. ООО «Центр геологического моделирования». Россия, 628007, Ханты–Мансийск, ул. Дунина–Горкавича, 7, офис 14.

*Работа выполнена при поддержке РФФИ и Департамента образования и молодежной политики Ханты–Мансийского автономного округа – Югры, № 15–45–00082_р_урал_а.

Особенности, характеризующие специфику гидродинамических и геомеханических свойств пород, дают основание утверждать, что максимально рентабельная добыча баженовской нефти может быть достигнута на основе использования природных каналов фильтрации. Исходя из отечественного опыта добычи нефти баженовской свиты, при проектировании систем разработки необходима полная адаптация схем расположения добывающих скважин к каналам фильтрации как необходимое условие эффективного дренирования запасов

Ключевые слова: баженовская свита; сланцевые технологии; геомеханические свойства; плотность извлекаемых запасов; трещиноватость; каналы фильтрации

В ресурсной базе РФ преобладают месторождения с ТриЗ (трудноизвлекаемыми запасами), наиболее сложным типом которых являются месторождения сланцевой нефти, в первую очередь – баженовской свиты. По наиболее распространенным оценкам она содержит порядка 20 млрд т нефти [1]. При этом за 45-летнюю историю разработки месторождений баженовской свиты добыто 13,3 млн т на режиме истощения упругой энергии залежей. Причина – низкая проницаемость глинисто-карбонатно-кремнистых по-

род, определяющая нерентабельность добычи стандартными технологиями.

Выход из создавшейся ситуации нефтедобывающие компании (особенно, государственные) до введения санкций видели не в разработке собственных технологий, а в создании совместных предприятий с западными партнерами в целях использования уже отработанных решений в добыче «сланцевой нефти». Введение санкций к российской нефтяной промышленности в полной мере охватило запрет на предоставление технологий добычи сланцевой нефти. Изложенные обстоятель-

ства требуют более предметного рассмотрения возможности применимости «сланцевых технологий» (СТ) – многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах к месторождениям баженовской свиты, а также комплексного анализа результатов использованных отечественных технологических решений в освоении месторождений баженовской нефти.

В проблеме применимости СТ к добыче баженовской нефти необходимо отметить два фактора. Во-первых, СТ основана на проведении многостадийного ГРП в горизонтальных скважинах в наиболее прочных породах центральной части продуктивных комплексов (известняки, песчаники), что обеспечивает относительную устойчивость приточности скважин. В баженовской свите таких пластов нет. Более того, ее центральная, наиболее нефтенасыщенная часть представлена глинами с аномально высокой сжимаемостью. По данным ОАО «Сургутнефтегаз» сжимаемость различных литотипов пород баженовской свиты в упруго-пластичной области различается в 20 раз (от $0,5 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹ до $12 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹). Максимальная сжимаемость характерна для существенно глинистых литотипов, преобладающих в верхней и средней частях баженовской свиты.

Геомеханические исследования свойств пород баженовской свиты показали, что даже при напряжениях, отвечающих небольшим депрессиям 20–25 атм эти породы начинают «ползти» [2]. В результате при выработке запасов по мере падения текущего пластового давления форма кривых восстановления давления в скважинах меняется, появляются разнонаклонные участки, близкие по форме к коллекторам с двойной средой [3]. Следствием столь уникальных геомеханических свойств баженовской свиты является неустойчивость проницаемости формирующихся в результате ГРП техногенных трещин. Негативная роль этого фактора подтверждается результатами ГРП в наклонных и горизонтальных скважинах на ряде месторождений. Таким образом, с технологических позиций баженовская свита по своему строению и геомеханическим свойствам пород является полным антиподом основного объекта «сланцевой добычи» – Среднего Бакена (Северная Дакота, США), на котором обрабатывались «сланцевые технологии».

Вторым фактором, ограничивающим возможность добычи нефти баженовской свиты с помощью СТ, является низкая плотность извлекаемых запасов. Так, по результатам эксплуатации Салымского месторождения, при начальных пластовых давлениях 470 атм

плотность извлеченных запасов составила 20 тыс. т/км². На Лебяжьем месторождении при начальных пластовых давлениях 330 атм плотность извлеченных запасов составила 10 тыс. т/км², в результате полной выработки упругой энергии на обоих месторождениях – пластовые давления упали ниже давления насыщения до 100–120 атм. При добыче нефти по СТ в целях равномерного охвата продуктивного комплекса трещинами ГРП в США (Северная Дакота) средняя плотность разбуривания составляет 20 га/скв. с длиной горизонтального ствола 1 км и 10 портами ГРП. Исходя из полученных оценок плотности извлеченных запасов и такой плотности разбуривания, накопленный отбор на одну горизонтальную скважину, добывающую нефть в баженовской свите, составит 2–4 тыс. т, что более чем на порядок меньше уровня рентабельной добычи. В этой связи необходим детальный анализ имеющихся результатов добычи нефти баженовской свиты как основы для выработки собственных эффективных технологических решений.

С этой целью были проанализированы результаты испытаний и добычи более 150 скважин, эксплуатировавших залежи баженовской свиты на 7 месторождениях. Наиболее масштабные по объему бурения, добыче и продолжительности эксплуатации работы проводились на Салымском месторождении. Месторождение уникально по энергетике залежи – начальное пластовое давление составляло 470 атм. Аналогом его является Ай-Пимское месторождение, довольно успешно разрабатываемое ОАО «Сургутнефтегаз». За весь период разработки на Салымском месторождении добыто более 2 млн т нефти 80 наклонно-направленными скважинами. Таким образом, после полной выработки упругой энергии залежи средний накопленный отбор нефти на одну скважину составил 25 тыс. т, а плотность извлеченных запасов – 20 тыс. т/км². Характерным результатом разработки являлось неравномерное распределение накопленных отборов по скважинам – 10% «золотых» скважин добыли более 80% нефти.

По результатам специализированной обработки и интерпретации данных сейсморазведки 3D, проведенных в ООО «ЦГМ», Салымское месторождение имеет типичную для месторождений Западной Сибири трещинно-блоковую структуру, выраженную в структуре неоднородности волнового поля (*рис. 1*). Блоковая структура образована одной генерацией разрывных нарушений ранних стадий развития (по С.И. Шерману), состоящей из

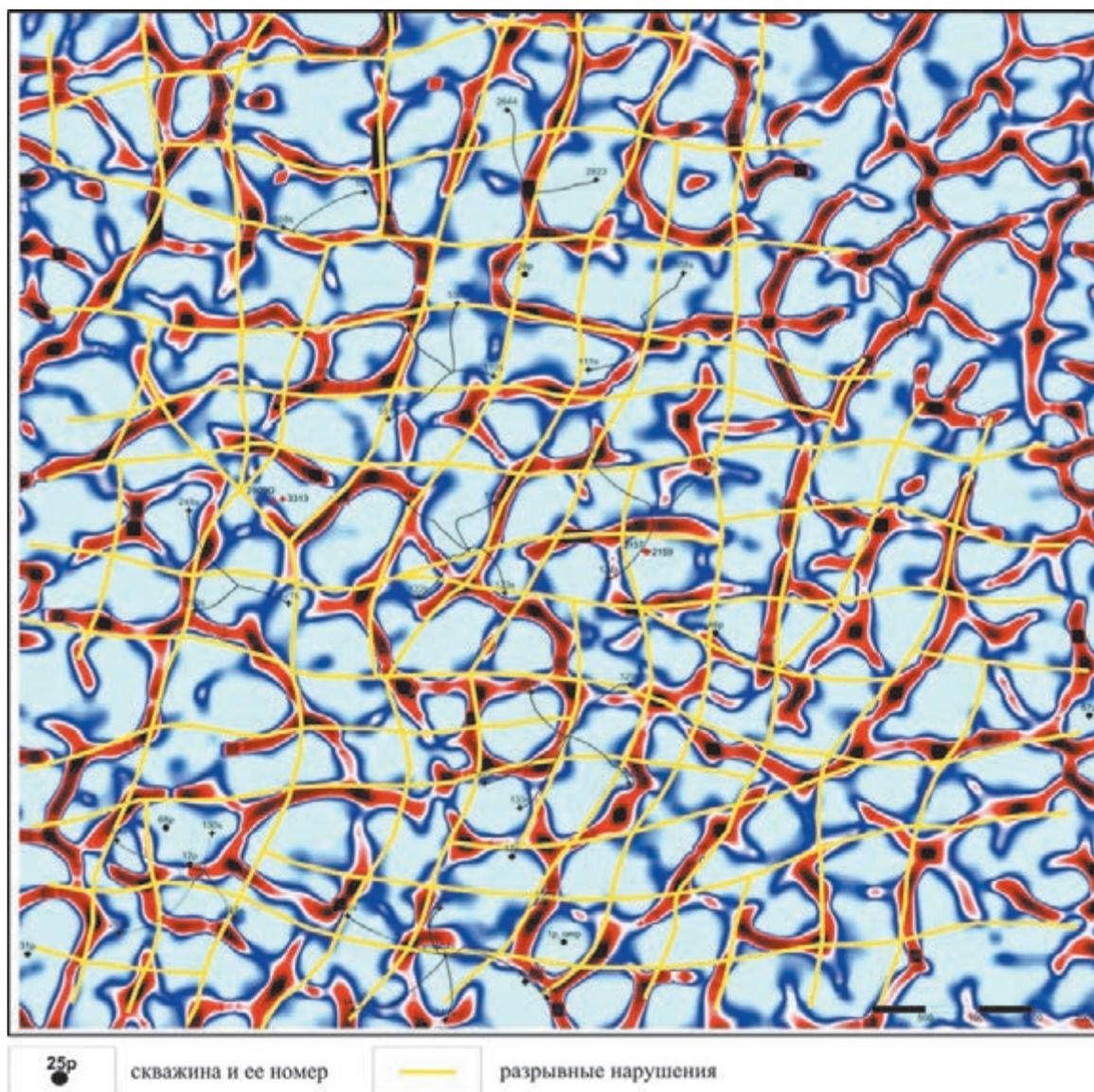


Рис. 1.
Сопоставление структуры неоднородности волнового поля с закартированными зонами трещиноватости (разрывными нарушениями)

двух систем трещиноватости. При разработке месторождений в гидродинамическом плане они проявляют себя как высокопроницаемые каналы фильтрации. В начальной стадии разработки традиционных месторождений это приводит к неравномерному отбору по скважинам, в завершающей стадии при заводнении залежи формируются «кинжальные» прорывы воды. Например, по результатам закачки индикаторов в меловые пласты Мамонтовского месторождения рассчитано, что 42% воды движется по каналам фильтрации [4], а проницаемость каналов в лучших поровых коллекторах Самотлорского месторождения составляет 30–50 Д [5].

Анализ результатов отбора нефти на Салымском месторождении с позиций трещинно-

блокового строения месторождения показал, что «золотые» скважины находятся на расстоянии до 100 м от осей зон трещиноватости и, по большей части, в разломных узлах (рис. 2). На таком же расстоянии от зон трещиноватости находятся еще 19 скважин, не отличающихся по накопленным отборам от более удаленных. Таким образом, только 30% скважин, вскрывших продуктивные отложения вблизи зон трещиноватости, были подключены к высокопроизводительным каналам фильтрации. Такой же результат вскрытия зон трещиноватости получен на других месторождениях и обусловлен следующим обстоятельством. Наиболее приточные интервалы приурочены к подошвенной части баженовской и кровельной части аблакской свит. Это наиболее закарбонатизиро-

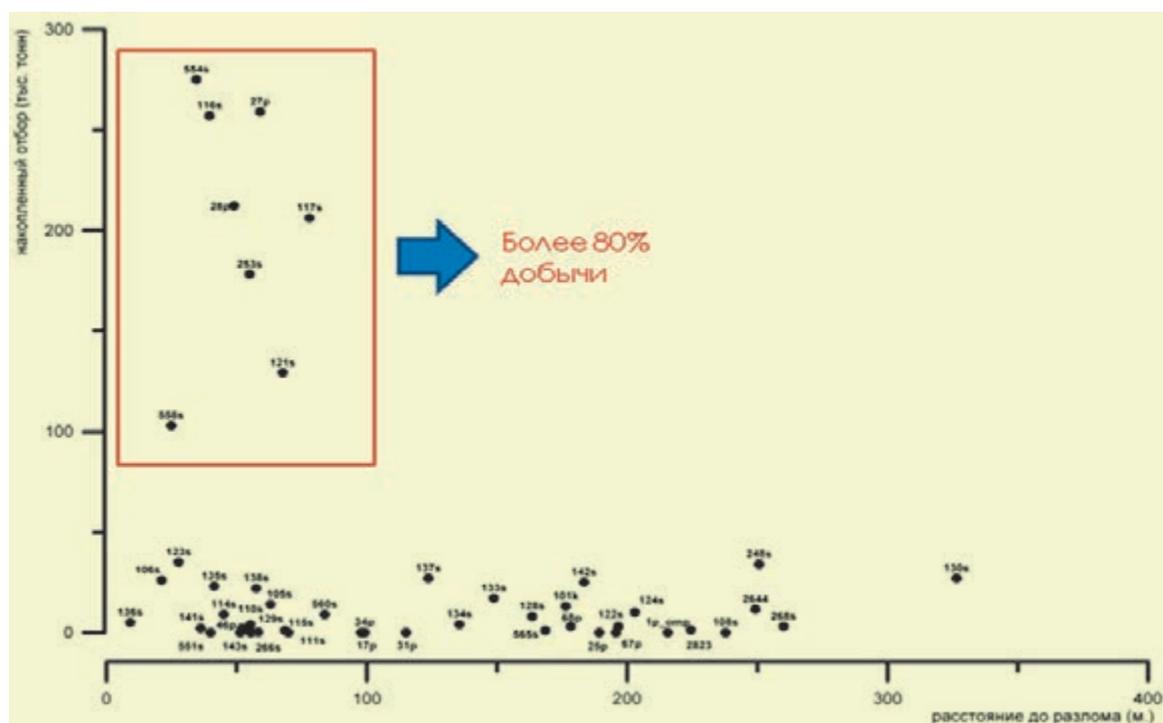


Рис. 2.
График зависимости накопленного отбора скважинами от расстояния до разлома (зона трещиноватости)

ванная часть разреза, в максимальной степени подвергнутая деформациям межслоевого сдвига [6]. По результатам специализированного описания керна величина удельной поверхности трещин скалывания составляет в зоне межслоевого сдвига (ЗМС) 2–2,5 м²/м³, а распределение углов их наклона сопряженных трещин и направленность смещений указывает на сдвиговый характер деформаций [7, 8]. В большинстве случаев для пород этого интервала характерна перемятость, обломочное строение, наличие многочисленных деформированных зеркал скольжения на трещинах скалывания, брекчиевидность. По опыту освоения залежей баженовско-абалакского комплекса на месторождениях Красноленинского свода, для получения промышленных притоков в зонах трещиноватости из этого интервала в 50% случаев необходимо проведение узконаправленных кислотных обработок в целях «подключения» скважин к каналам фильтрации. В большинстве же «неподключенных» скважин этот интервал не вскрывался или кислотные обработки не производились.

При разбуривании баженовских месторождений в процессе выработки запасов отмечается общая закономерность в поведении пластовых давлений. Их значения в каждой вновь пробуренной скважине оказываются

ниже, чем в предыдущей. На разрабатываемых месторождениях эта закономерность проявляет себя на расстояниях между скважинами в несколько километров. На **рис. 3** помещен график зависимости текущих пластовых давлений в скважинах от суммарной величины произведенного отбора на опытно-промышленном участке Салымского месторождения. Эти данные показывают, во-первых, минимальную дисперсию снижающихся в процессе отбора текущих давлений в «золотых скважинах». Во-вторых, падение давления с повышенной дисперсией отмечается и в низкодебитных скважинах, пробуренных на различных удалениях от каналов фильтрации. Таким образом, несмотря на увеличенную (по сравнению с высокопродуктивными скважинами) дисперсию пластовых давлений, в целом происходило дренирование матрицы внутри блоков при отборе основного объема нефти в зонах трещиноватости. Из полученных данных следует, что при размещении скважин только в зоны трещиноватости можно достичь максимально эффективной и полной выработки запасов.

Месторождения в баженовской свите на Красноленинском своде характеризуются более низкими начальными пластовыми давлениями (310–330 атм) и, соответственно, пористостью нефтенасыщенных пород до 4%. Однако интенсивность межслоевых деформаций послесеноманского возраста здесь существенно выше – по материалам сейсморазведки 2D и 3D – над осями поднятий

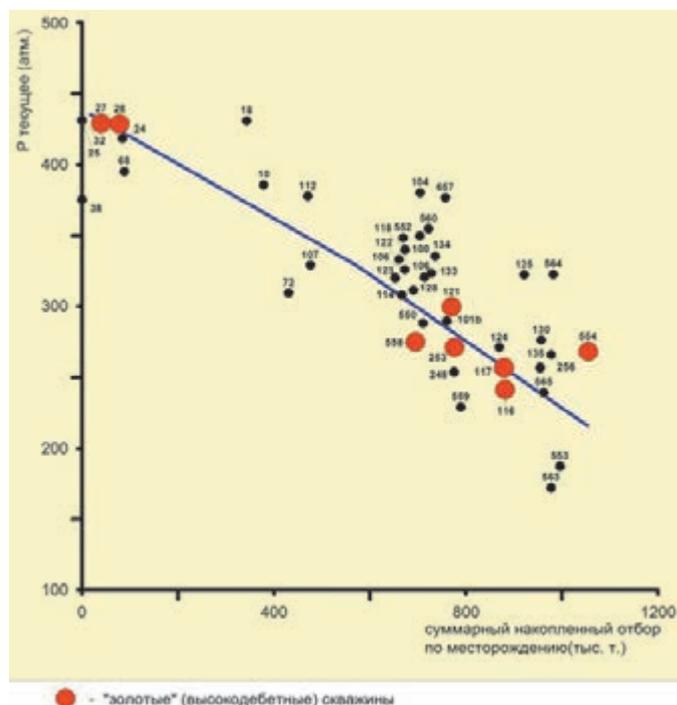


Рис. 3.
График зависимости текущих пластовых давлений
в скважинах от накопленного отбора по месторождению

практически повсеместно наблюдаются образованные в предсеноманское время грабенообразные клиновидные структуры в меловых отложениях [6]. В освоении месторождений баженовской свиты этого типа использовались два вида геолого-технологических мероприятий – глинокислотная обработка (ГКО) подошвы баженовской свиты и ГРП в ее средней части. Так, например, Лебяжье месторождение осваивалось посредством проведения ГКО, при этом скважины размещались в значительной мере в зоны трещиноватости. Несмотря на то, что размещение скважин производилось на основе сейсморазведки 2D, из 13 скважин с помощью ГКО 4 были подключены к каналам фильтрации. Средний накопленный отбор в них составил 76 тыс. т, что обеспечило 85% всего накопленного отбора по месторождению. В целом же по итогам разработки средний накопленный отбор по всему фонду добывающих скважин составил 27,5 тыс. т, а плотность извлекаемых запасов – 10 тыс. т/км². Закачка индикатора после прекращения добычи в одну из высокопродуктивных скважин установила наличие канала фильтрации между высокопродуктивными скважинами протяженностью более 4 км и проницаемостью 37–50 Д. Объем канала составляет 28 м³. Таким образом, после полной выработки упругой энергии залежи, несмотря на произошедший рост эффективных напря-

жений и небольшой объём, канал сохранил свою проницаемость.

На соседнем Пальяновском месторождении скважины так же размещались в зоны трещиноватости. Перед бурением новых скважин была проведена глинокислотная обработка в бездействующих скважинах, расположенных вблизи зон трещиноватости. В результате ее проведения в двух скважинах начались интенсивные поглощения, что подтвердило высокую проницаемость каналов фильтрации на этом месторождении, несмотря на сниженное пластовое давление. Из пяти вновь пробуренных в зоны трещиноватости скважин, в двух так же отмечалось интенсивное поглощение бурового раствора при проходке зоны межслоевого сдвигания, что свидетельствует о вскрытии ими каналов фильтрации. Однако освоение скважин после обсадки производилось посредством ГРП в широком интервале перфорации, включающем глинистые породы. Вследствие этого произошло резкое, в течение месяца, падение дебита и прекращение фонтанирования. Только в одной скважине, где не удалось подавить поглощение в процессе бурения, был получен устойчивый приток **в открытом** стволе в подошвенной части баженовской свиты. Таким образом, применение ГРП в широком интервале, включающем в себя слабопрочные сжимаемые глины, не приводит к подключению к каналам фильтрации и, как следствие, не обеспечивает устойчивой добычи.

Все отмеченные особенности, характеризующие специфику гидродинамических и геомеханических свойств пород, дают основание утверждать, что максимально рентабельная добыча баженовской нефти может быть достигнута на основе использования природных каналов фильтрации. Для этого скважины размещаются в пересечениях каналов фильтрации в разломных узлах со средней плотностью 2 км² на скважину, что обеспечит накопленный отбор 20–40 тыс. т. В этом случае конечной целью ГТМ должно быть не формирование техногенных трещин в глинистых частях разреза, а подключение скважин к трещинно-кавернозному коллектору, развитому в карбонатизированной части баженовской свиты в зонах трещиноватости. Иными словами, исходя из отечественного опыта добычи нефти баженовской свиты, при проектировании систем разработки необходима полная адаптация схем расположения добывающих скважин к каналам фильтрации как необходимое условие эффективного дренирования запасов. ●

Литература

1. Ампилов Ю.П. Сланцевая нефть России // *Oil @ Gas journal Russia*. 2015. № 3. С. 24–30.
2. Карев В.И., Коваленко Ю.Ф., Кулинич Ю.В., Негомедзянов В.Р., Харламов К.Н. Нуряев А.С. Исследование и прогнозирование устойчивости стволов горизонтальных скважин, бурящихся на депрессии // *Технологии ТЭК*. 2004. № 5. С. 18–23.
3. Юсупов К.С., Черемисин Н.А. Геолого-гидродинамическая модель коллектора залежи нефти баженовской свиты Салымского месторождения «Особенности подсчета запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири». Тюмень: СибНИИИП. 1985. С.54–66.
4. Тянь Н.С., Шабловский В.Н., Манаков Т.Ф. и др. Результаты совершенствования системы разработки горизонта БС₁₀ Мамонтовского месторождения // *Нефтепромышленное дело*. 1999. № 5. С. 22–28.
5. Шпуров И.В., Ручкин А.А., Мосунов А.Ю. Сравнительный анализ методов повышения нефтеотдачи пластов Самотлорского месторождения // *Нефтяное хозяйство*. 1997. № 10. С. 27–32.
6. Глухманчук Е.Д., Леонтьевский А.В., Крупицкий В.В. Межслоевой сдвиг в породах баженовской свиты как региональный фактор внутрiformационного разрывообразования // *Недропользование XXI век*. 2014. № 5. С. 24–26.
7. Глухманчук Е.Д. Методика анализа тектонических деформаций платформенных складок Западно-Сибирской плиты. Новосибирск. 1989. 104 с.
8. Глухманчук Е.Д. О региональном проявлении межслоевых деформаций в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты // *Тектоника платформенных областей Сибири*. Труды ИГиГ. Вып. 728. 1988. С. 87–96.

UDC 553.982.2

E.D. Gluhmanchuk, PhD, director of the Centre for geological modeling¹, geomodeling@mail.ru.

V.V. Krupitskiy, chief specialist Centre for geological modeling¹, geomodeling@mail.ru.

A.V. Leontyevskiy, chief specialist Centre for geological modeling¹, geomodeling@mail.ru.

1. LLC "Center for geological modeling". 7, office 14, Dunina-Gorkavicha street, Khanty-Mansiysk, 628007, Russia.

Bazhenov oil - "shale technology" and domestic experience production

Abstract. Features that characterize the specificity of the hydrodynamic and biomechanical properties of the rocks, give grounds to assert that the most cost-effective production of the Bazhenov oil can be achieved through the use of natural filtration channels. Based on the experience of domestic oil Bazhenov formation, the design of development systems need full adaptation layouts wells to filter channels as a prerequisite for effective drainage of reserves

Keywords: Bazhenov formation; shale technology; geomechanical properties; density of recoverable reserves; fracture; channel filtering

References

1. Ampilov Iu.P. Slantsevaia neft' Rossii [Shale oil Russia]. *Oil @ Gas journal Russia*. 2015. № 3. S. 24–30.
2. Karev V.I., Kovalenko Iu.F., Kulnich Iu.V., Negomedzianov V.R., Kharlamov K.N. Nuriyev A.S. Issledovanie i prognozirovanie ustoychivosti stvolov gorizontalnykh skvazhin, buriashchikh na depressii [Research and forecasting the stability of trunks horizontal wells drilled underbalanced]. *Tekhnologii TEK*. 2004. № 5. S. 18–23.
3. Iusupov K.S., Cheremisin N.A. *Geologo-gidrodinamicheskaya model' kollektora zalezhi nefti bazhenovskoi svity Salym'skogo mestorozhdeniia. Osobennosti podscheta zapasov nefti v bazhenovskikh otlozheniakh Zapadnoi Sibiri* [Geological and hydrodynamic model of the reservoir oil deposits of Bazhenov suite Salym. Features of calculation of reserves of oil in Bazhenov suite in Western Siberia]. Tiumen': SibNIINP. 1985. S.54–66.
4. Tian N.S., Shablovskii V.N., Manakov T.F. i dr. Rezul'taty sovershenstvovaniia sistemy razrabotki gorizonta BS₁₀ Mamontovskogo mestorozhdeniia [The results improve the system development horizon BS₁₀ Mamontovskoe field]. *Neftepromyslovoe delo*. 1999. № 5. S. 22–28.
5. Shpurov I.V., Ruchkin A.A., Mosunov A.Iu. Sravnitel'nyi analiz metodov povysheniia nefteotdachi plastov Samotlorskogo mestorozhdeniia [Comparative analysis of methods of enhanced oil recovery Samotlor field]. *Neftianoe khoziaistvo*. 1997. № 10. S. 27–32.
6. Glukhmanchuk E.D., Leont'evskii A.V., Krupitskii V.V. Mezhsloevoi sdivg v porodakh bazhenovskoi svity kak regional'nyi faktor vnitriformatsionnogo razryvoobrazovaniia [Interlayer shift in the rocks of the Bazhenov formation as a regional factor faulting intraformational]. *Nedropol'zovanie XXI vek*. 2014. № 5. S. 24–26.
7. Glukhmanchuk E.D. *Metodika analiza tektonicheskikh deformatsii platformennykh skladok Zapadno-Sibirskoi plity* [Technique of the analysis of tectonic deformations platform folds of the West Siberian Plate]. Novosibirsk. 1989. 104 s.
8. Glukhmanchuk E.D. O regional'nom proiavlennii mezhsloevykh deformatsii v osadochnom chekhle Zapadno-Sibirskoi plity [On a regional manifestation of interlayer deformations in sedimentary cover of the West Siberian Plate]. *Tektonika platformennykh oblastei Sibiri*. Trudy IGIG. Vyp. 728. 1988. S. 87–96.