



УДК 622.276/279

ВЛИЯНИЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В ПЛАСТЕ НА ПРОЦЕСС ИХ ЗАГАЗОВЫВАНИЯ И ОБВОДНЕНИЯ

INFLUENCE OF HORIZONTAL WELLS IN FORMATION THE PROCESS OF SPRAYING AND WATERING THEM

Ваганов Евгений Викторовичаспирант,
Тюменский индустриальный университет**Плазун Александр Владимирович**аспирант,
Тюменский индустриальный университет**Краснов Иван Игнатьевич**кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры «Нефтегазовое дело»,
Северо-Восточный федеральный университет
имени М.К. Аммосова
likrasnov17@gmail.com**Данилов Айсизэн Петрович**студент,
Северо-Восточный федеральный университет
имени М.К. Аммосова
danilovajsien@gmail.com

Аннотация. В данной статье рассматривается оценка влияния интервала расположения горизонтального участка скважин в пласте относительно газонефтяного контакта (ГНК) и водонефтяного контакта (ВНК) на процесс их загазовывания и обводнения. Разработка подгазовых зон Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения осложняется прорывом газа в скважины и как следствие высокий газовый фактор, приводящий к частичной или полной остановке, или переводу скважин в бездействующий фонд. Близкое расположение горизонтальных скважин на границе водонефтяных зон сопровождается образованием конуса подошвенной воды. Поэтому выработка запасов нефти ботубинского горизонта невозможна без знания особенностей и закономерностей продвижения условной границы раздела газ-нефть, вода-нефть и газ-пластовая вода к скважинам. Как показывает анализ разработки тонкой нефтяной залежи пласта Бт с газовой шапкой, пробуренных в литологически однородных пластах, конусообразование является, основной причиной малого без газового и без водного периода эксплуатации. Выявлено, что преждевременное загазовывание скважин при не учете оптимального места расположения скважин ведет к потерям большой доли запасов нефти. В работе выполнена оценка основных показатели работы скважин с горизонтальным окончанием, расположенных вдоль водо-нефтяного контакта (ВНК) и вдоль газонефтяного (ГНК). Таким образом, применение горизонтальных скважин большой протяженности позволило увеличить без газовый период разработки подгазовых залежей Ботубинского месторождения.

Ключевые слова: обширная газовая шапка, безгазовый период эксплуатации, нефтяная оторочка, прорыв газа, горизонтальная скважина, Среднеботубинское месторождение, процесс обводнения скважин.

Vaganov Evgeny ViktorovichPostgraduate student,
Tyumen Industrial University**Plazun Alexander Vladimirovich**Postgraduate Student,
Tyumen Industrial University**Krasnov Ivan Ignatevich**Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor, Associate Professor
of the Department of Oil and Gas,
Affairs North-Eastern Federal University
named after M.K. Ammosov
likrasnov17@gmail.com**Danilov Aisien Petrovich**Student,
North-Eastern Federal University
named after M.K. Ammosov
danilovajsien@gmail.com

Annotation. In this article the estimation of influence of the interval of location of the horizontal section of wells in the formation relative to the gas-oil contact (GNK) and water-oil contact (VNK) on the process of their gasification and watering. The development of the subgas zones of the Srednebotubinsky oil and gas condensate field is complicated by the gas burst into the wells and as a result the high gas factor resulting in partial or complete shutdown or transfer of the wells into inactive fund. The proximity of horizontal wells on the boundary of the water-producing zones is accompanied by the formation of a cone of plantar water. Therefore, it is impossible to develop oil reserves of Botubin horizon without knowledge of peculiarities and regularities of promotion of conditional boundary of gas-oil, water-oil and gas-formation water to wells. As the analysis of the development of the thin oil deposit of the Bt formation with a gas cap, drilled in lithologically uniform strata, the cone formation is the main cause of small without gas and without water period of operation. It has been revealed that premature tanking of wells without taking into account the optimal location of wells leads to losses of a large share of oil reserves. The article assesses the main performance indicators of horizontal-end wells located along the water-oil contact (VNK) and along the gas-oil (GNK). Thus, the use of long horizontal wells has made it possible to extend the development period of underground gas deposits of the Botubinsk field without gas.

Keywords: extensive gas cap, gas-free operating period, oil torque, gas burst, horizontal well, Srednebotubinsk field, well weathering process.



Разрабатываемые в настоящее время нефтегазоконденсатные залежи относятся к категории сложнопостроенных. Особенность и основные трудности выработки запасов нефти определяются условиями их совместного залегания в продуктивном горизонте, резко различающихся по компонентному составу и физическим свойствам. При эксплуатации таких залежей важным являются первоочередность добычи нефти или газа. Хотя любая система разработки накладывает ограничения на условия извлечения одного из видов углеводородного сырья – нефти или пластового газа. Наиболее типичное осложнение данных залежей является прорыв газа из газовой шапки в нефтяной пласт или внедрение нефти в газовую шапку. Для осуществления оптимальной безгазовой выработки запасов нефти в условиях разработки пласта Бт Среднеботуобинского месторождения нашли применение горизонтальные и субгоризонтальные скважины, с помощью которых происходит равномерное распределение депрессии в залежи. Внедрение данных скважин позволяет увеличить предельные безгазовые и безводные дебиты [1, 2].

Актуальным является рассмотрение в ближайшем будущем добычи нефти из более простых по строению залежей на сложнопостроенные месторождения, требующих обобщения опыта освоения и обоснования оптимальных технологий разработки. Так как разработка залежей с трудноизвлекаемыми запасами характеризуется рядом технических, технологических и экономических ограничений, ставящих под сомнение эффективность продолжения эксплуатации. С другой стороны, опыт выработки запасов нефти таких залежей дает положительные примеры разработки, как правило, на участках с благоприятными геолого-физическими и климатическими условиями. Поэтому просматривается общая схема разработки трудноизвлекаемых запасов как сочетание детальной структуризации залежей, геолого-технологической систематизации запасов и целенаправленного подбора технологий внедрения скважин с горизонтальным окончанием.

Извлечение запасов нефти из газонефтяных залежей обычно считается более сложным, чем разработка нефтяных месторождений. Специфические особенности указанных залежей (сложное геологическое строение, наличие в пласте совместного залегания нефти газа и воды) в определенной степени усложняют комплекс проблем, связанных с их добычей. Это особенно характерно для крупных газонефтяных месторождений Западной Сибири (Федоровское, Лянторское и др.), в том числе для района Сургутского свода, где до 50 % текущих запасов нефти разрабатываемых месторождений приходится на долю нефтегазовых залежей. Как показывает практика, в связи с высокой выработкой более простых по геологическому строению залежей нефти перспектива развития нефтеотдачи в этом районе связана прежде всего с освоением сложнопостроенных газонефтяных залежей. Основные запасы нефти и газа газонефтяных залежей Сургутского района характеризуются сложным геологическим строением, малыми толщинами нефтяного пласта и большой долей порового объема нефтенасыщенного пласта. Извлечение запасов наибольшей нефтеотдачей и наименьшими затратами является одной из основных проблем разработки горизонтальными скважинами оптимальной длины месторождений указанного типа [3, 4, 5].

В настоящей работе рассмотрен подход разработки обширных подгазовых зон и залежей крупных газонефтяных месторождений Западной Якутии, где сложились предпосылки для его реализации. В результате обобщения информации об основных продуктивных пластах, содержащих газонефтяные залежи, получено представление об условиях загазовывания продуктивных нефтесодержащих горизонтов. На основании рассмотренных данных исследований, а также использовать результаты при обосновании и выборе оптимальной длины горизонтального участка скважины [6, 7, 8]

Запасы нефти Ботуобинского горизонта являются трудно извлекаемым потому, что по всей площади залежи представлена тонкой нефтяной оторочкой, заключенной между обширной газовой шапкой и подошвенной водой. Продуктивные пласты Ботуобинского горизонта залегают на глубинах от 1868 до 1953 метров. Рост газового фактора напрямую связан с расположением скважин относительно ГНК, чем ближе скважина к контуру газоносности, тем меньше безгазовый период эксплуатации скважин и быстрее происходит подтягивание конуса газа (рис. 1).

Для месторождения характерно интенсивное проявление блоковой тектоники, которая привела к формированию четырех крупных тектонических блоков. Доказанная нефтегазоносность месторождения связана в первую очередь с отложениями ботуобинского горизонта, в котором содержится большинство запасов нефти и газа. Залежи газа с конденсатом открыты в отложениях улаханского и талахского горизонтов курсовской свиты венда, осинского горизонта билирской свиты кембрия. Доказанная продуктивность Центрального тектонического блока связана с песчаниками ботуобинского горизонта венда и с нижнекембрийскими карбонатными отложениями. Ботуобинский горизонт является основным на Среднеботуобинском месторождении. Максимальный дебит нефти получен в скважине № Сбт-53 – 192 м³/сут., максимальный дебит газа в скважине № Сбт-86 – 1616 тыс. м³/сут., максимальный дебит воды в скважине № Сбт-7 – 144 м³/сут [9,10].

Принимая решение о стратегии освоения месторождения, следует учитывать тот факт, что практика разработки нефтяных оторочек основана на организации барьерного заводнения, регулировании темпов отборов нефти, газа и закачки воды с целью минимизации потерь, связанных с внедрением нефти

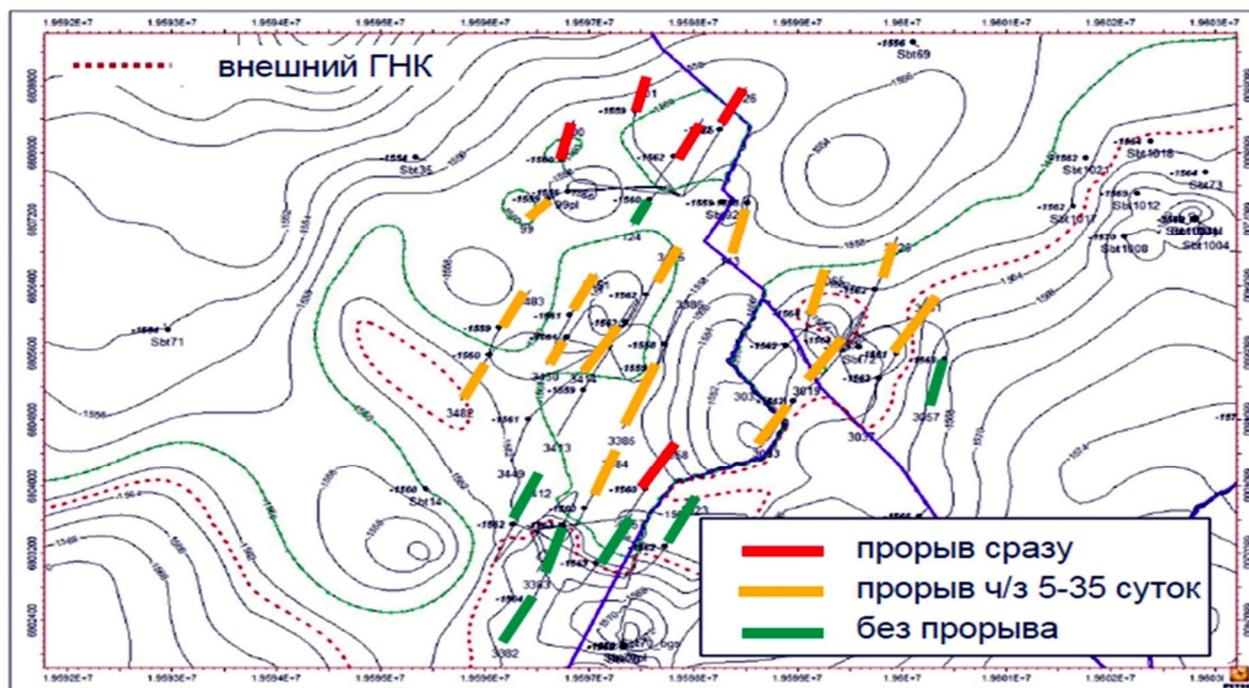


Рисунок 1 – Распределение скважин по интервалам времени начала прорыва газа

в газовую часть залежей. Современная практика разработки запасов оторочек нефти перекрываемых газовой шапкой, предполагает широкое применение горизонтальных скважин. Важным является экономический результат, который предопределяет порядок освоения запасов углеводородов, очередность и темпы разбуривания пластов, их статус: основной объект или объект возвратный. Применительно к газовой части ближайшая перспектива связана с вынужденным отбором прорывного газа скважинамидобывающего нефтяного фонда. В дальнейшем темпы добычи газа предполагаются индивидуальными для каждого блока исходя из задач обеспечения утвержденного КИК и сопряжения условий разработки нефтяной оторочки. Таким образом, с точки зрения геолого-технологических условий, в пределах Центрального тектонического блока Среднеботубинского месторождения объектами разработки являются пласты Бт.

В газонефтяной залежи для анализа выбраны скважины, которые располагаются в ГНЗ и ВНЗ. Для группы скважин применялось два типа профиля – вдоль ВНК (скважины № 3057, 3063) и вдоль кровли пласта (скважины № 3356, 3323). На рисунке 2 показана схема расположения скважин на исследуемом участке Среднеботубинского месторождения.

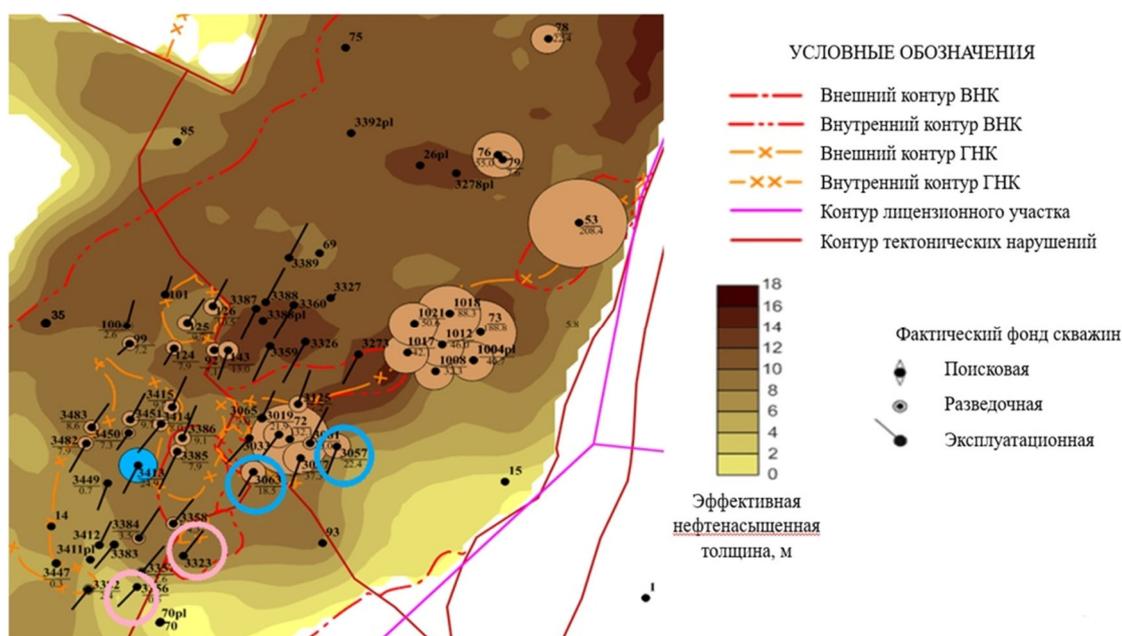


Рисунок 2 – Схема расположения скважин при разработке пласта Бт Среднеботубинского месторождения



В группу объединены скважины № 3323 и № 3356, расположенные вдоль газонефтяного контакта. Профиль данной группы горизонтальных скважин является пологим вдоль кровли пласта, имеющая нисходящее строение. На рисунке 3 схематично представлен профиль проводки скважин, расположенных вдоль газонефтяного контакта.

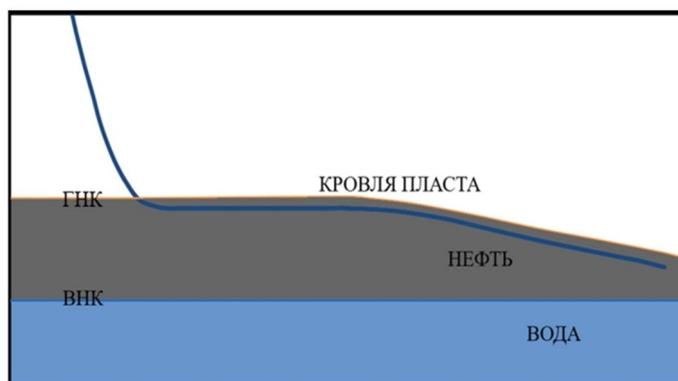


Рисунок 3 – Схема проводки горизонтальной скважины вдоль ГНК

На рисунках 4–7 приведена динамика основных показателей разработки горизонтальными скважинами газонефтяной залежи Бт Среднеботуобинского месторождения вышедших из бурения, такие как: дебит нефти, обводненность, забойное давления и газовый фактор.

Средний запускной дебит был равен 67 т/сут. В предыдущем случае, где профиль скважины проходил вдоль ВНК средний запускной дебит был равен 120 т/сут. Такая разница обусловлена карбонатизацией кровли коллектора, что в результате половина ствола прошла по интервалам с низкими

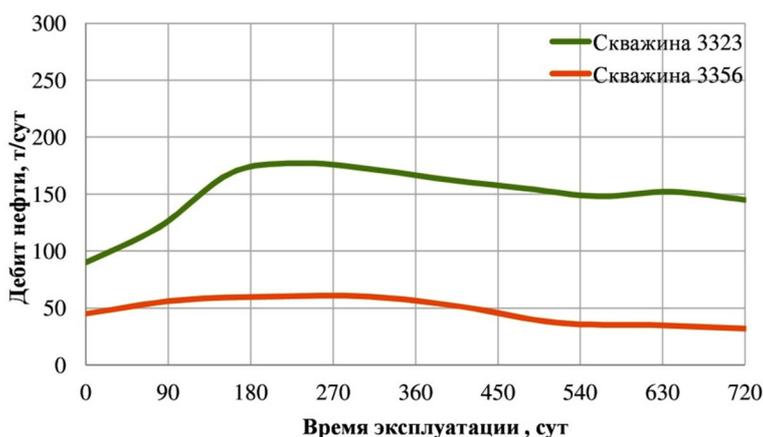


Рисунок 4 – Динамика дебита нефти скважин с профилем вдоль кровли пласта

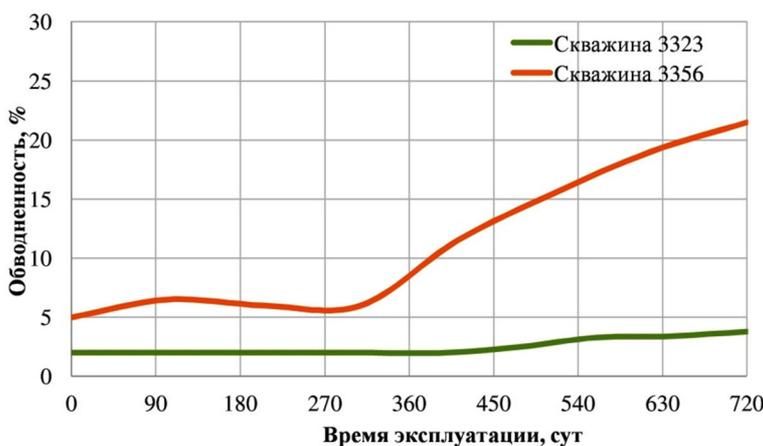


Рисунок 5 – Динамика обводненности скважин с профилем вдоль кровли пласта

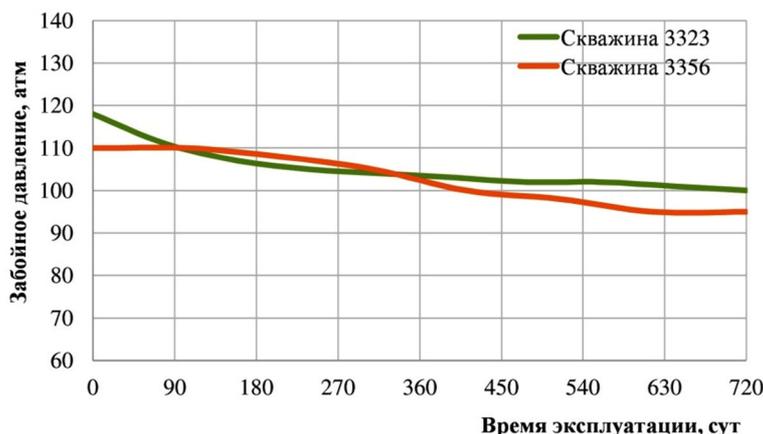


Рисунок 6 – Динамика забойного давления скважин с профилем вдоль кровли пласта

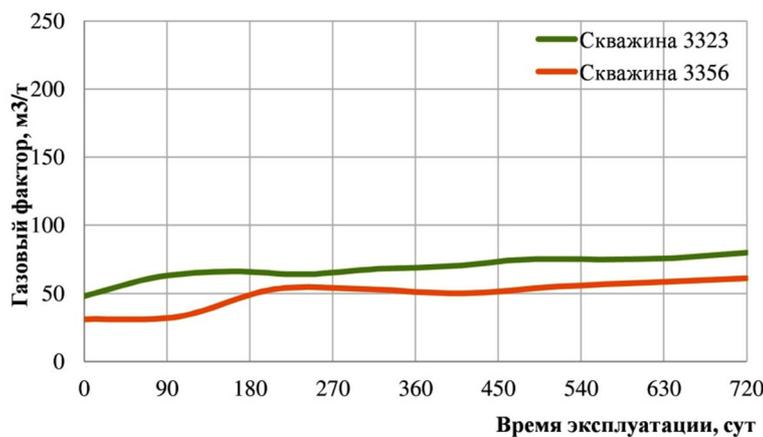


Рисунок 7 – Изменение газового фактора скважин с профилем вдоль ГНК

физико-емкостными свойствами. Как и в скважинах с проводкой вдоль ВНК, на конец анализируемого периода скважины работают с невысоким газовым фактором. Динамика роста загазованности присутствует в скважине № 3356. По скважине № 3323 не наблюдается динамика роста обводненности. На конец второго года выбранного периода скважина № 3323 работает с дебит нефти 145 т/сут, а скважина № 3356 – 32 т/сут. Причиной роста обводненности скважин № 3063 и 3356 является законолонные перетоки. Причиной этому может являться плохое качество цементного камня за обсадной колонной труб.

Таким образом, по результатам анализа проведенных исследований по выявлению причин и характера загазовывания скважин на месторождении было установлено следующее:

1. Большинство скважин с горизонтальным стволом являются проблемными в основном вследствие прорыва газа. Наиболее представительную группу составляют скважины со снижающимися дебитами нефти и растущим газовым фактором продукции. Количество скважин, осложненных прорывом газа и с тенденцией его роста, составляет более 74%.

2. Образование призматических гребней воды или прорывы нагнетаемых вод могут происходить уже при запуске скважин в эксплуатацию. На содержание воды в добываемой продукции оказывает влияние ориентация горизонтальной части ствола в продуктивном пласте по отношению в ВНК или ГНК.

Список литературы:

1. Результаты изучения пластовых флюидов газонефтяных залежей ботубинского горизонта / Е.М. Александрова [и др.] // Академический журнал Западной Сибири. – 2018.– № 4 (75). – С. 42–43.
2. Опыт разработки нефтегазоконденсатных месторождений с осложненной геолого-физической характеристикой / Е.И. Инякина [и др.] // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2017. – № 1. – С. 41–56.
3. Особенности разработки нефтегазовых залежей месторождений Западной Сибири / И.И. Краснов [и др.]. – М., 2021. – С.160.
4. Краснов И.И., Инякина Е.И. Перспективы разработки осложненных нефтегазовых залежей с применением геолого-технических мероприятий // Нефть и газ: опыт и инновации. – 2018. – Т. 2. – № 2. – С. 29–52.



5. Маляренко А.В., Каюмов Р.Ш., Краснов И.И. Способ изоляции газового пласта. Патент на изобретение RU 2059064 C1, 27.04.1996. Заявка № 5064134/03 от 15.06.1992.
6. Краснова Е.И. Прогнозирование конденсатоотдачи на установке рvt-соотношений при разработке залежей Уренгойского месторождения // В сборнике: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVI Международного симпозиума. – 2012. – С. 97–98.
7. Краснова Е.И., Марakov Д.А. Оценка воздействия на пласт углеводородными растворителями для увеличения компонентоотдачи // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9. – № 5 (48). – С. 103.
8. Исследование недонасыщенных по фазовому состоянию газоконденсатных залежей / Е.И. Иньякина [и др.] // Научный форум. Сибирь. – 2019. – Т. 5. – № 1. – С. 13–14.
9. Сивков Ю.В. Краснов И.И. Методы ограничения прорыва газа в нефтесодобывающие скважины // Новая наука: от идеи к результату. – 2016. – № 3. – С. 33–35.
10. Ягафаров А.К., Федорцов В.К., Магарил Р.З., Краснов И.И. и др. Способ выработки из переходных нефтяных залежей. Патент на изобретение RU 2061854 C1, 10.06.1996. Заявка № 4861954/03 от 23.08.1990.

List of references:

1. Results of the study of reservoir fluids of gas–oil deposits of Botuobinsky horizon / E.M. Aleksandrova [et al.] // Academic Journal of Western Siberia. – 2018. – № 4 (75). – P. 42–43.
2. Experience in the development of oil–gas–condensate fields with complicated geological and physical characteristics / E.I. Inyakina [et al.] // Oil and Gas: experience and innovations. – 2017. – № 1. – P. 41–56.
3. Features of development of oil and gas deposits of Western Siberia fields / I.I. Krasnov [et al.] – M., 2021. – P.160.
4. Krasnov I.I., Inyakina E.I. Prospects of development of complicated oil–and–gas deposits using geological and technical measures // Oil and Gas: experience and innovations. – 2018. – V. 2. – № 2. – P. 29–52.
5. Malyarenko A.V., Kayumov R.Sh., Krasnov I.I. Method of gas reservoir isolation. Patent for the invention RU 2059064 C1, 27.04.1996. Application № 5064134/03 of 15.06.1992.
6. Krasnova E.I. Prediction of condensate recovery on the pvt–relations unit during development of Urengoykoye field deposits // In the collection: Problems of Geology and Subsoil Development. Proceedings of the XVI International Symposium. – 2012. – P. 97–98.
7. Krasnova E.I., Marakov D.A. Evaluation of the impact on the reservoir hydrocarbon solvents to increase component recovery // Academic Journal of Western Siberia. – 2013. – V. 9. – № 5 (48). – P. 103.
8. Study of gas–condensate deposits under–saturated in phase state / E.I. Inyakina [et al.] // Scientific Forum. Siberia. – 2019. – V. 5. – № 1. – P. 13–14.
9. Sivkov Y.V. Krasnov I.I. Methods of limiting gas breakthrough in oil producing wells // New Science: from idea to result. – 2016. – № 3. – P. 33–35.
10. Yagafarov A.K., Fedortsov V.K., Magaril R.Z., Krasnov I.I. et al. Method of extraction from transitional oil deposits. Invention patent RU 2061854 C1, 10.06.1996. Application № 4861954/03 of 23.08.1990.