

УДК 553.982.23:622.276

А.В. Лобусев¹, e-mail: lobusev@gmail.com; **С.Н. Кузнецов**¹, e-mail: serkolar@mail.ru;

К.М. Сапрыкина¹, e-mail: ks.saprykina@gmail.com

¹ Кафедра промышленной геологии нефти и газа, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина (Москва, Россия).

Анализ гидродинамической сообщаемости и фильтрационно-емкостных свойств разнофациальных зон верхней части васюганской свиты Широтного Приобья

В статье описываются результаты комплексных исследований на месторождениях, приуроченных к Нижневартовскому и Сургутскому своду. Необходимость уточнения геологического строения уже разрабатываемых месторождений обусловлена постоянным поступлением новой геолого-геофизической информации, анализ которой показывает существенные различия между первоначальными представлениями о геологическом строении объекта и его реальными характеристиками.

На основе выделения ГИС-фаций проведен анализ коэффициентов проницаемости и открытой пористости в выделенных фациальных зонах с целью выявления наиболее благоприятных участков для планирования разведочных работ. Проведение диагностики с использованием формализованной кривой естественных потенциалов (кривой ПС) позволяет выделить ряд ГИС-фаций, степень однородности объекта и его литофациальные особенности.

Исследования показали, что в пределах Кечимовского месторождения формирование изучаемого пласта протекало в зоне островной системы и открытого моря, ввиду чего выделяются относительно глубоководная обстановка осадконакопления, зона действия разрывных течений, переходная обстановка от менее к более глубоководной. По характеру формы кривой ПС на изучаемой территории Нонг-Еганского месторождения помимо вышеописанных обстановок осадконакопления также выделяется зона развития песчаных тел. Предполагается, что влияние «морских» фациальных зон замещения, представленных уплотненными глинами, обусловило изменчивость фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Также сложность строения подтверждается проведенными трассерными исследованиями: характер поступления индикаторов в добывающие скважины говорит об их зональной неоднородности, обуславливается множественным развитием обстановок осадконакопления, в основном характерных для прибрежно-морской зоны. В рассматриваемом объекте возможно наличие зоны уплотнения – своеобразного геологического барьера, который может влиять на характер нефтеносности.

Ключевые слова: ГИС-фации, коэффициент проницаемости, открытая пористость, фациальные зоны, трассерный метод.

.....

A.V. Lobusev¹, e-mail: lobusev@gmail.com; **S.N. Kuznetsov**¹, e-mail: serkolar@mail.ru;

K.M. Saprykina¹, e-mail: ks.saprykina@gmail.com

¹ The Faculty of petroleum geology and geophysics, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, Russia).

Analysis of hydrodynamic connectivity and reservoir properties of different facies zones of the upper part of Vasyugan suite in latitudinal Ob region

The article describes the results of comprehensive research on the fields dedicated to Nizhnevartovsk and Surgut arches. Necessity of clarifying the geological feature already producing fields caused by the constant arrival of new geological and geophysical data, the analysis of which reveals significant differences between the initial idea of the geological structure of the object and its actual characteristics.

Based on the allocation of well-logging facies analysis, permeability coefficients and open porosity in selected facial areas, in order to identify the most favorable areas for exploration planning. Conducting diagnosis using PS-formal curve allows selecting a number of well-logging facies, the degree of homogeneity of the object and its lithofacies features.

As a result of research within the field Kechimovskoye field of the studied reservoir proceeded in the island area of the system and the high seas, in view of which stand out relatively deep-water sediment accumulation environment; effective area of

discontinuous flows; transitional furnishings from less to more deep-water. According to the form of PS curve in the study area Nong-Yoganskoye field, in addition to the above sedimentary environments also allocated area of sand bodies. The effect of the "sea" facial replacement zones represented compacted clays caused the variability of reservoir properties of the formation. Also, the complexity of the structure is confirmed by the tracer research, the course of indicators entering into production wells shows their zonal heterogeneity which is caused by plural development of sedimentary environments, mostly typical for coastal marine zone. In the considerable object is possible the presence of the seal areas – a kind of a geological barrier, which may influence on the nature of the oil-bearing.

Keywords: well-logging facies, permeability, open porosity, facial zones, tracer method.

На территории Западной Сибири в зоне сочленения двух крупных структур – Нижневартовского и Сургутского сводов – уже много лет идет интенсивная добыча нефти на месторождениях, на которых разрабатываемые объекты приурочены к верхнеюрским отложениям. Постоянное накопление геологической информации по исследуемым объектам показывает несоответствие между имеющимся представлением о структуре залежей, фациальной зональности, пространственной неоднородности распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и их реальным сложным геологическим строением. В связи с этим возникает необходимость построения обновленных геологических, гидродинамических и литофациальных моделей более высокого качества, что повлечет за собой увеличение эффективности разработки верхнеюрских объектов.

Цель данной работы – выявление литолого-фациальных зон с учетом показателей ФЕС для последующей оптимизации освоения объекта, а также уточнение связей между скважинами с применением трассерных исследований. Геологическое строение изучаемого участка Широкого Приобья характеризуется двумя основными структурными комплексами: доюрским, сложенным породами палеозойского складчатого фундамента, и мезокайнозойским структурно-формационным этажом осадочного чехла.

Установление типов ГИС-фаций и распределения типов пород, формирующих продуктивные пласты, происходит на

основании анализа литологических, а также промыслово-геофизических исследований.

Характеристика осадочной толщи приводится на основании фактических данных по месторождениям Кечимовское и Нонг-Еганское.

Формирование изучаемых песчаных объектов происходило в различных обстановках осадконакопления, что придавало им определенную форму, специфическое строение, текстуру, а также ряд других свойств. Эти данные могут характеризоваться как своего рода атрибуты, исследование которых позволит прогнозировать пространственное размещение объектов и ряд свойств породы, формирующей исследуемое тело.

Первоначально интерпретация фаций означает необходимость идентификации принадлежности определенного участка к условиям обстановки осадконакопления на основании исследований ядерного материала, позволяющих детально охарактеризовать структурно-текстурные особенности и ФЕС. Как правило, в разрезе имеется недостаточное количество керна, поэтому фациальный анализ на основе данных электрометрии скважин является на сегодняшний день наиболее оптимальным методом для получения дополнительных параметров.

Электрометрическая характеристика фаций выполнялась с помощью метода ПС [1]. С помощью данной диагностики можно оценить такие признаки, как степень однородности объекта, характер изменения литологического состава,

направление изменения гранулометрического состава коллекторов.

Проведение диагностики с использованием формализованной кривой ПС позволило выделить ряд ГИС-фаций (рис. 1).

КЕЧИМОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Кечимовское месторождение расположено в Тюменской области в 18 км к северу от г. Покачи.

Верхняя часть разреза васюганской свиты сложена преимущественно песчаниками, алевролитами. Алевролиты серые, светло-серые, плотные, крепкие, средне- и мелкозернистые, глинистые, реже карбонатизированные. Песчаник светло-серый, плотный, крепкий, однородный, слюдястый. Отложения свиты палеонтологически охарактеризованы комплексом фораминифер. Общая толщина васюганской свиты составляет 75–85 м. В составе верхней подсвиты выделяют продуктивный пласт ЮВ₁¹. С верхним пластом ЮВ₁¹ связана одна из основных залежей нефти на месторождении.

Исследуемый пласт прослеживается на всей площади повсеместно. Его формирование на Кечимовском месторождении осуществлялось в зоне островной системы и открытого моря. В таких случаях можно отметить соответствующий диапазон обстановок осадконакопления:

- относительно глубоководная обстановка;
- зона действия разрывных течений;
- переходная обстановка от менее к более глубоководной.

Ссылка для цитирования (for citation):

Лобусев А.В., Кузнецов С.Н., Сапрыкина К.М. Анализ гидродинамической сообщаемости и фильтрационно-емкостных свойств разнофациальных зон верхней части васюганской свиты Широкого Приобья // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 9. С. 48–53.

Lobusev A.V., Kuznetsov S.N., Saprykina K.M. Analysis of hydrodynamic connectivity and reservoir properties of different facies zones of the upper part of Vasyugan suite in latitudinal Ob region (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 9, P. 48–53.

Формализованная модель кривой Formalized model of the curve	Группа фаций Group of facies	Реальная модель кривой Real model of the curve	Описание модели Model description
	Переходной зоны Transition area		Кровельная и боковая линии зубчатые, наклонные; подошвенная отсутствует; эффективные толщины от 2 до 6 м The roof and side line are crenulated, tilted; plantar is absent; effective thicknesses 2 to 6 m
	Промоин разрывных течений Gullies of discontinuous flows		Кровельная линия прямая, осложнена зубчатостью; вертикальная – волнистая; подошвенная – прямая; эффективные толщины от 4 до 12 м The roof line is straight, complicated by a crenulites; vertical – wavy; plantar – straight; effective thicknesses 4 to 12 m
	Регрессивные баровые тела Regressive bar bodies		Кровельная линия прямая; вертикальная и подошвенная – зубчатые; эффективные толщины от 7 до 12 м The roof line is straight; vertical and plantar – are crenulated; effective thicknesses 7 to 12 m

Рис. 1. Диагностические признаки ГИС-фаций

Fig. 1. Diagnostic features of facies according to well logging

Пласт сильно опесчанен по разрезу, коэффициент песчаности составляет 0,605. Эффективные толщины изменяются от 0,8 (скв. 155П) до 22,8 м (скв. 6093), при среднем значении 8,6 м. Нефтенасыщенные толщины составляют от 0,7 (скв. 49Р) до 18,7 м (скв. 6093). Коэффициент расчлененности равен 2,765. Большинство скважин сложено 1–3 прослоями.

В центре каждого объекта, где фиксируются наибольшие эффективные толщины, исследуемые отложения характеризуются кривой ПС, имеющей цилиндрическую форму для северо-западного тела. По мере удаления к окра-

инным участкам отмечается усложнение формы кривой, она последовательно приближается к воронкообразному типу, характерному для регрессивно-го цикла. Вероятно, в данных участках первоначальная глубина моря была больше, поэтому более активно накапливался глинистый материал. Последовательное обмеление бассейна определило увеличение интенсивности аккумуляции песчано-алевролитовой фракции.

В юго-западной части участка в районе скв. 57 также могло формироваться относительно небольшое песчаное тело. Эффективные толщины изучаемых от-

ложений в этой части изменяются от 12 до 15 м. В ходе изучения объекта на графиках взаимосвязи коэффициента проницаемости и открытой пористости были выделены скважины, в которых при значениях пористости ниже кондиционных продуктивный пласт можно считать коллектором по значениям проницаемости: 4412, 6152, 163р (рис. 2). Три скважины – 153П, 4412, 154П – расположены в области действия разрывных течений, протягивающейся с северо-востока на юго-запад. Одна скважина – 163Р – находится в переходной зоне от менее к более глубоководной (рис. 3).

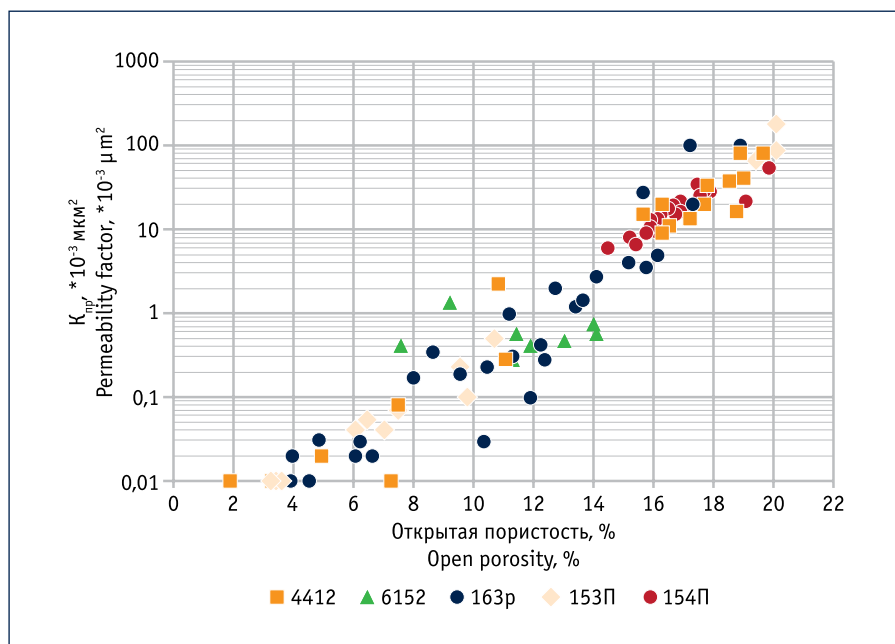


Рис. 2. Взаимосвязь коэффициента проницаемости с открытой пористостью пласта ЮВ₁¹ Кечимовского месторождения

Fig. 2. Correlation of permeability factor with an open porosity of the YuV₁¹ formation of Kechimov field

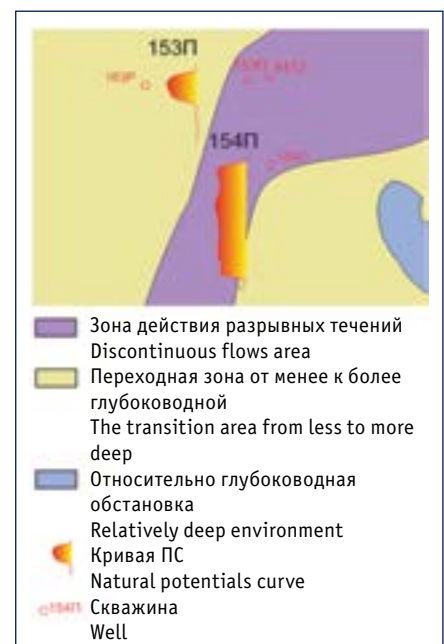


Рис. 3. Схема участка Кечимовского месторождения

Fig. 3. Site diagram of Kechimov field

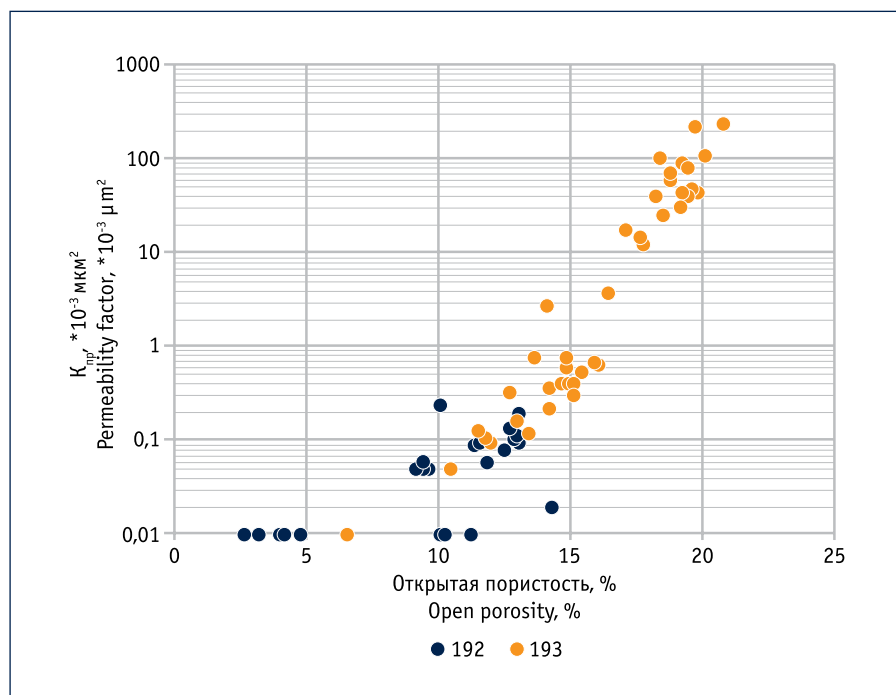


Рис. 4. Взаимосвязь коэффициента проницаемости с открытой пористостью пласта ЮВ₁¹ Нонг-Еганского месторождения

Fig. 4. Correlation of permeability factor with an open porosity of the YuV₁¹ formation of Nong-Eganskoe field

Выявленную неравномерность в фильтрационно-емкостных свойствах можно объяснить влиянием зоны глинизации, протягивающейся с севера на юг. Данная область могла стать источником связанной воды, которая выделилась из глин в процессе уплотнения и обусловила процесс так называемого природного микро-ГРП (гидроразрыва пласта).

НОНГ-ЕГАНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Нонг-Еганское месторождение расположено в Тюменской области в 15 км к северу от г. Покачи.

Исследуемая верхняя подсвита сложена песчаниками светло-серыми, серыми мелкозернистыми, алевроитовыми плотными. Текстуры горизонтально-, пологоволнистослойчатые за счет тонких слоев обогащения углисто-глинистого материала.

По площади пласт прослеживается повсеместно.

На западе, в районе скважин 190Р, 174Р, 464, 65Р, 300 и 194Р, пласт заглинизирован. В целом пласт характеризуется неоднородным площадным строением. По характеру формы кривой ПС можно сказать о таких условиях осадконако-

пления пласта на изучаемой территории, как:

- относительно глубоководная обстановка;
- зона развития песчаных тел;
- переходная обстановка от менее к более глубоководной;
- зона действия разрывных течений.

Пласт сильно опесчанивается по разрезу, коэффициент песчаности составляет 0,589. Эффективные и нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,1 (скв. 96Р) до 19 м (скв. 285N).

Коэффициент расчлененности равен 3,559. В большинстве скважин пласт сложен 1–4 прослоями.

Наибольший интерес представляют баровые тела в районе скважин 186, 784, 712. Вертикальные части кривых ПС у них имеют прямую форму. Развитие баровых тел вдоль палеоберега связано, скорее всего, с поступлением терригенного материала с юго-востока. Максимальные толщины пласта наблюдаются в южной (скв. 636, 637) и северо-западной (скв. 199Р) частях залежи (осевая часть баров). Здесь, возможно, были образованы песчаные тела, для которых характерно сохранение вы-

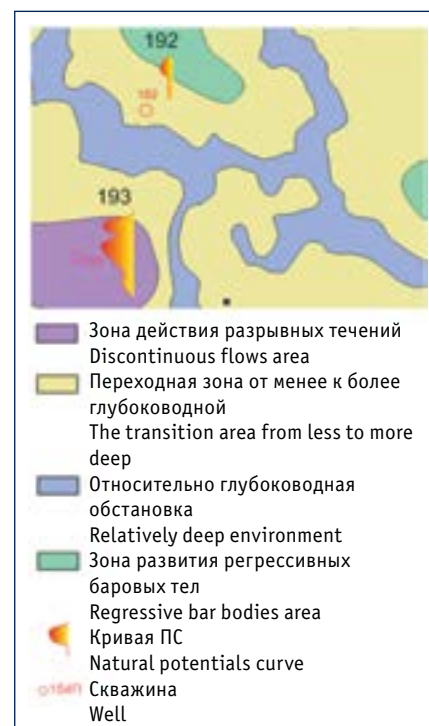


Рис. 5. Схема участка Нонг-Еганского месторождения

Fig. 5. Site diagram of Nong-Eganskoe field

соких энергетических уровней водной среды на протяжении всего периода накопления осадков [2]. За счет колебаний уровня моря и количества привносимого терригенного материала бары смещались в северо-западном направлении с образованием в центральной части залежи зоны их сочленения, для которой, вероятно, характерно наличие промоин, связанных с приливно-отливными течениями. В этой зоне отмечается некоторое уменьшение толщин и амплитуд кривых.

В процессе изучения объекта на графиках взаимосвязи коэффициента проницаемости с открытой пористостью были выявлены скважины, в которых при граничном значении пористости меньше кондиционного значения проницаемости соответствуют породам-коллекторам, 192, 193 (рис. 4).

Скв. 192 расположена в переходной зоне вблизи заглинизированного участка, скв. 193 – в зоне действия разрывных течений (рис. 5).

Для рассмотренных месторождений характерна следующая закономерность: в некоторых частях пласта, вскрытого скважинами, породы являются коллек-

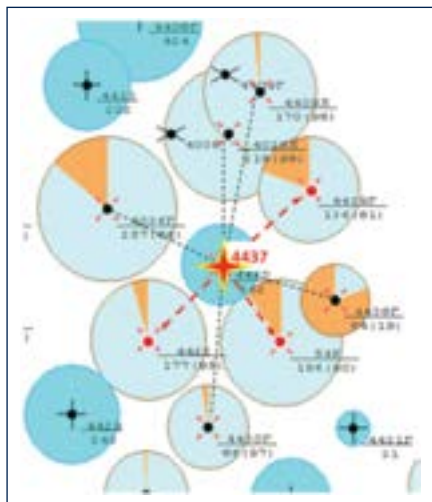


Рис. 6. Схема закачки и результата регистрации трассирующего индикатора
Fig. 6. Injection and tracer indicator registration result diagram

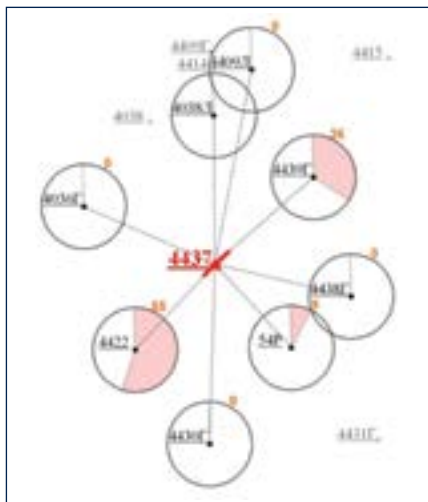


Рис. 7. Схема распределения выноса уранина по контрольно-добывающим скважинам
Fig. 7. Distribution diagram of cleveite removal from inspection the production wells

торами по проницаемости и в то же время неколлекторами по пористости. Установленную закономерность можно объяснить влиянием «морских» фациальных зон замещения, представленных уплотненными глинами, из которых под воздействием давления, действовавшего неравномерно по всей территории, произошло выжимание связанной воды, обусловившей процесс микроразрыва и проявления сети трещин. В связи с описанным явлением рекомендуется сконцентрировать внимание на так называемых граничных зонах (смене фаций «море – переходная обстанов-

ка») для получения наиболее полной информации о строении изучаемого объекта. В качестве эффективного способа исследования целевого участка можно также рассматривать метод трассерных закачек [3]. Он помогает изучить распределение фильтрационных потоков в пласте, проницаемость зон и общий объем пласта, по которым фильтруется меченая жидкость, а также гидродинамическую связь между нагнетательной и добывающей скважинами. Индикатор подбирается с учетом характеристик пласта и флюида. Учитывая сложное



Рис. 8. Структурная карта кровли пласта-коллектора с предполагаемым геологическим барьером
Fig. 8. Structural map of reservoir roof with an estimated geological barrier

строение исследуемого района Широтного Приобья, использование метода трассерных закачек является оправданным и целесообразным, ввиду того что территория сильно дислоцирована, со множеством разрывных нарушений разного ранга, часть которых проводящие, а часть – экранирующие. Для уточнения строения залежи и построения моделей крайне важно учитывать особенности распространения флюида.

В выбранную нагнетательную скв. 4437, равноудаленную от северной и южной границ залежи, был закачан раствор, содержащий 25 кг индикатора уранина (рис. 6).

Наблюдение велось в скважинах 54Р, 4036, 4038, 4409, 4422, 4430, в которых осуществлялся отбор проб. Индикатор был обнаружен в скважинах 54Р, 4422, 4439 (рис. 7).

Основной фронт распространения меченной индикатором закачиваемой воды простирается в северо-восточном и юго-западном направлениях по линии скважин 4422 – 4437 (нагнетательная) – 4439Г. При этом 55 % меченной индикатором воды попадает в скв. 4422 юго-западного направления; в северо-восточном направлении в горизонтальную скв. 4439 распространяется 36 % воды, меченной индикатором; скв. 54Р вбирает в себя 9 % поступающей в пласт жидкости. Очевидно, что нагнетательная скв. 4437 оказывает влияние на 3 из 8 контрольных добывающих скважин.

На изучаемой площади залежи для пары находящихся на линии «юго-запад – северо-восток» скважин 4422–4439Г, отреагировавших на закачку, можно идентифицировать выявленную зону фильтрации закачиваемой воды, меченной уранином, с явно высокими скоростями движения.

Судя по характеру поступления индикаторов в добывающие скважины, для нефтенасыщенных пластов характерна зональная неоднородность, причина которой кроется в особенностях строения подсыты. Сложность строения обуславливается множественным развитием различных обстановок осадконакопления, в основном характерных для прибрежно-морской зоны. Объект состоит из небольших по простиранию разно-

возрастных линзовидных тел, совокупность которых формирует регионально нефтегазоносный пласт ЮВ11. Данные тела могут быть отделены друг от друга более плотными породами с характерно низкими фильтрационно-емкостными свойствами, которые они приобрели, накапливаясь в застойных водах.

В рассматриваемом объекте зона уплотнения, играющая роль геологического барьера, вероятнее всего, проходит вблизи нагнетательной скв. 4437 (рис. 8), простираясь с северо-востока на юго-запад, что может влиять на характер нефтеносности в силу ступенчатого характера водонефтяного контакта (ВНК) на рассматриваемом участке.

Таким образом, по результатам трассерных исследований было выявлено наличие барьера, который может повлиять на правильность определения геологического строения залежи. Объемное обоснование положения ВНК, фациальная характеристика и детализация ФЕС, а также других факторов могут предоставить уникальную возможность обновления подхода к построению действующих моделей.

Выводы

В ходе выполнения работы было выявлено, что граница «порода-коллектор – порода-неколлектор» имеет условный и неоднозначный характер.

Наиболее интересными зонами для разработки являются места сочленения фациальных обстановок, особенно участки, расположенные вблизи зон глинизации, а также зоны действия разрывных течений.

С использованием метода трассерных закачек был выявлен геологический барьер, влияющий на адекватность геологической модели исследуемого объекта.

В заключение следует отметить, что понимание особенностей осадконакопления пласта ЮВ₁¹, отмечаемых в данной работе, может иметь принципиальную важность при планировании разведочных работ.

Литература:

1. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 256 с.
2. Лобусев А.В., Кулик Л.С. Нефтегазоносность верхнеюрско-ачимовских отложений Широного Приобья // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2010. № 6. С. 48–51.
3. Соколовский Э.В., Соловьев Г. Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. М.: Недра, 1986. 157 с.

References:

1. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies – lithologic traps of oil and gas. Leningrad, Nedra, 1984, 256 pp. (In Russian)
2. Lobusev A.V., Kulik L.S. Hydrocarbon saturation of Upper Jurassic-Achimov deposits of Shirotnoye Ob. Territorija NEFTEGAS = Oil and Gas Territory, 2010, No. 6, pp. 48–51.
3. Sokolovsky Ye.V., Soloviev G.B., Trenchikov Y.I. Indicator methods of oil and gas reservoirs survey. Moscow, Nedra, 1986, 157 pp. (In Russian)

АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД

- Клапаны предохранительные пружинные (КПП)
- Устройства переключающие (УП)
- Блоки предохранительных клапанов (БПК)
- Клапаны обратные поворотные (КОП)
- Затворы обратные (ЗО)
- Задвижки клиновые литые (ЗКЛ)
- Краны шаровые (КШ)

Россия, РБ, г. Уфа, Проспект Октября, д. 132/3
 тел.: +7 (347) 29 29 888, 29 23 888
 armz@arm-z.ru, www.arm-z.ru

на правах рекламы